

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Модернизация корпуса плащечного превентора ППГ-230х35 для обеспечения надежности работы в условиях экстремальных температур.

УДК 622.245.73-214-048.35

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4E5A	Сысоев Алексей Юрьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, /звание	Подпись	Дата
Доцент	Симанкин Федор Аркадьевич	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Татьяна Григорьевна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Брусник Олег Владимирович	к.п.н.		

Томск – 2020 г.

Запланированные результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
Профессиональные компетенции		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по	Требования ФГОС ВО

	междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	(ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e)

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ О.В. Брусник

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3–4Е5А	Сысоев Алексей Юрьевич

Тема работы:

Модернизация корпуса плашечного превентора ППГ-230х35 для обеспечения надежности работы в условиях экстремальных температур.	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	
Срок сдачи студентом выполненной работы:	

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Модернизация корпуса плашечного превентора ППГ-230х35 для обеспечения надежности работы в условиях экстремальных температур.	Симанкин Федор Аркадьевич
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Трубченко Татьяна Григорьевна
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Симанкин Федор Аркадьевич	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–4Е5А	Сысоев Алексей Юрьевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-4Е5А	Сысоеву Алексею Юрьевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальности	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет стоимости модернизации плашечного превентора ППГ-230х35 для обеспечения надежности работы в условиях экстремальных температур
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности ТП с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Анализ конкурентных технических решений; SWOT-анализ
2. Затраты на проектирование, заказ, изготовление и монтаж и установку	Расчет общих затрат на проектирование отдельных узлов, их изготовление и установку
3. Расчет экономической эффективности модернизации сепаратора	Расчет экономической эффективности при модернизации плашечного превентора

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Анализ конкурентных технических решений
2. Матрица SWOT
3. Расчетные формулы.
4. Таблицы.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Татьяна Григорьевна	к.э.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4Е5А	Сысоев Алексей Юрьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-4Е5А	Сысоев Алексей Юрьевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Модернизация корпуса плашечного превентора ППГ-230х35 для обеспечения надежности работы в условиях экстремальных температур.

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: противовыбросовое оборудование- плашечный превентор ППГ-230х35. Рабочая зона: устье скважины. Область применения противовыбросового оборудования буровые установки для строительства и капитального ремонт нефтяных и газовых скважин.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> — специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые -нормы трудового законодательства; — организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	-ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. -ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования. -ГОСТ 21752-76. Система «человек-машина». Маховики управления и штурвалы. Общие эргономические требования. -ГОСТ 21753-76. Система «человек-машина». Рычаги управления. Общие эргономические требования. -ГОСТ 22614-77. Система «человек-машина». Выключатели и переключатели клавишные и кнопочные. Общие эргономические требования
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: - Повышенный уровень шума на рабочем месте. - Повышенная концентрация вредных веществ в воздухе в рабочей зоне. - Повышенный уровень вибрации. Опасные факторы: -Взрывобезопасность. Общие требования. -Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: выбросы выхлопных газов на буровых установках с дизельными силовыми агрегатами; Гидросфера: разливы бурового раствора Литосфера: загрязнение почвы химическими реагентами, ГСМ.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: нефтегазоводопроявление, разгерметизация, разрушение оборудования скважины, возгорание оборудования, поражение электрическим током. Наиболее типичная ЧС: нефтегазоводопроявление.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4Е5А	Сысоев А.Ю.		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования Бакалавриат
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Профиль «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»
 Период выполнения весенний семестр 2020 учебного года
 Форма представления работы Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ–ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела / вид работы	Максимальный балл раздела (модуля)
...
...

СОСТАВИЛ:
Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Симанкин Федор Аркадьевич	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Брусник Олег Владимирович	к.ф-м.н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 85 страницы, 13 рисунков, 24 таблицы, 1 лист графического материала, 19 литературных источников.

Ключевые слова: буровая установка, буровое оборудование, бурение, противовыбросовое оборудование, скважина.

Цель работы – модернизация корпуса плашечного превентора ППГ-230х35 для обеспечения надежности работы в условиях экстремальных температур.

В процессе работы был составлен проект на модернизацию плашечного превентора ППГ-230х35.

Разработаны мероприятия по реализации модернизации, охране труда и окружающей среды.

В работе рассмотрены виды превенторов и принцип действия.

Дипломная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологий эксплуатации бурового оборудования.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью программного обеспечения Microsoft Excel, презентация представлена в программе Microsoft Office Power-Point.

СОКРАЩЕНИЯ

БУ – буровая установка;
ОП – оборудование противовыбросовое;
ПК – превентор кольцевой;
ПУГ – превентор универсальный гидравлический;
ППГ – превентор плашечный гидравлический;
ЗМГ – задвижка гидравлическая;
ЗМ – задвижка механическая;
ДР – дроссель регулируемый;
КР – крестовина;
КОС – колонная обвязка скважины;
ОЗЦ – ожидания затвердения цемента;
СПО – спуско-подъемные операции;
ГНВП – газонефтеводопроявление;
ГИ – гидравлические испытания;
СГУ – станция гидравлического управления;
ПГА – пневмогидроаккумулятор;
ЭКМ – электроконтактный манометр;
КШ – кран шаровый;
КОБ – клапан обратный;
МПБ – манифольд противовыбросовый блочный;
СБР – сепаратор бурового раствора.

Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	12
1 Общая техническая часть	13
1.1 Состав комплекса противовыбросового оборудования.....	13
1.2 Выбор схемы обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием при строительстве скважин	14
1.3 Превенторы плашечные.....	17
1.4 Превентор плашечный ППГ – 156 × 32 для капитального ремонта скважин	19
1.5 Превентор плашечный ППГ – 230 × 35.....	22
2 Недостатки плашечных превенторов	25
3 Расчет узлов и деталей плашечного превентора.....	26
3.1 Расчёт штока превентора	26
3.2 Расчет гидроцилиндра превентора	28
3.3 Расчет крышки гидроцилиндра превентора	29
3.4 Расчёт плашки превентора.....	31
3.5. Расчет затяжки шпилечного соединения.....	32
4 Модернизация корпуса плашечного превенторов ППГ-230х35 для обеспечения надежности работы в условиях экстремальных температур.....	35
4.1 Расчет модернизированного корпуса плашечного превентора ППГ-230х35 для эксплуатации в условиях экстремально низких температур.....	36
4.2 Расчет резьбовых соединений крышки паровой рубашки на прочность.	38
5 Превенторы универсальные гидроуправляемые.....	39
6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	44
6.1 Потенциальные потребители результатов исследования	44
6.2 Анализ конкурентных технических решений	45
6.3 SWOT-анализ работы превентор плашечный ППГ-230х35	46
6.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации	49
6.5 Сметная стоимость строительства скважины в составе модернизированного превентора ППГ-230х35.	50
6.5.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины с модернизированным превентором.	50
6.5.2 Расчет технико-экономических показателей.....	51
6.6 Планирование научно-исследовательских работ	53
6.6.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	53
6.6.2 Определение трудоемкости выполнения работ	54
6.6.3 Разработка графика проведения научного исследования	55
6.7 Бюджет научно-технического исследования	58
6.7.1 Сырье, материалы, покупные изделия	58

6.7.2 Расчёт материальных затрат НТИ	58
6.7.3 Расчет затрат на оборудование для научных (экспериментальных) работ.	59
7 Расчёт амортизационных отчислений	60
7.1 Затраты на заработную плату	60
7.1.1 Основная заработная плата	60
7.2.1 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	63
7.3.1 Накладные расходы.....	63
7.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта	64
8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	68
8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	68
8.1.1 Общие требования охраны труда	68
8.1.2 Общие положения трудового законодательства для работы вахтовым методом	69
8.1.3 Эргономические требования рабочего места для слесаря по обслуживанию бурового оборудования	71
8.2 Производственная безопасность	71
8.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов.....	71
8.2.2 Превышение уровня шума	72
8.2.3 Вредные вещества	73
8.2.4 Взрывоопасность.....	75
8.2.8 Электробезопасность	76
8.3 Экологическая безопасность	78
8.3.1 Выбросы в атмосферу	78
8.3.2 Загрязнение гидросферы.....	78
8.3.3 Загрязнение литосферы.....	79
8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	79
8.5 Заключение по разделу	81
Заключение	82
Список используемой литературы	83
Приложение А.....	85

ВВЕДЕНИЕ

Основными направлениями развития топливно-энергетического комплекса России являются такие как: повышение темпов и эффективности развития экономики на базе ускорения научно-технического прогресса, техническое перевооружение и реконструкция производства, модернизация оборудования, интенсивное использование производственного потенциала, совершенствования системы управления. При этом предусмотрено обеспечение добычи достаточного количества нефти, газа и газового конденсата за счет развития отрасли путем ввода в разработку большого числа новых нефтегазовых месторождений. Особое внимание уделяется освоению бурения скважин на глубину 4000 метров и более с целью ввода в разработку глубокозалегающих месторождений. Увеличение объемов добычи нефти и газа неизбежно связано с эксплуатацией новых месторождений и продуктивных горизонтов, открытие которых зависит от степени совершенства технологии бурения скважин. Опыт показывает, что бурение до проектных глубин нередко сопровождается возрастающим воздействием возникающих в находящемся в стволе скважины буровом растворе гидродинамических, физико-химических и механических процессов на общее состояние системы «скважина-пласт». Это, в конечном счете приводит к многочисленным осложнениям и авариям. Из всех видов известных аварий особую опасность представляют нефтяные и газовые фонтаны, периодически возникающие при бурении и эксплуатации скважин. Они являются наиболее тяжелыми авариями, осложняющими деятельность буровых и нефтегазодобывающих предприятий. В связи с этим использование специального противовыбросового и противofонтанного оборудования является весьма актуальной темой. Целью работы является разработка технических решений по модернизации корпуса плашечного превентора ППГ-230х35 для обеспечения надежности работы в условиях экстремальных температур и рассмотрение основных видов оборудования используемого при предотвращении и ликвидации газонефтеводопроявлений.

1 Общая техническая часть

1.1 Состав комплекса противовыбросового оборудования

Оборудование противовыбросовое (ОП) предназначено для герметизации устья нефтяных, газовых и водонагнетательных скважин при газонефтеводопроявлениях, выбросах и открытых фонтанах в процессе их строительства и ремонта.

ОП должно обеспечивать герметизацию устья как при наличии в скважине труб, так и при их отсутствии, позволять производить циркуляцию промывочной жидкости с противодавлением на пласт, а так же расхаживать, проворачивать инструмент и разгружать его на плашки, при необходимости.

Комплекс ОП состоит:

- стволовая часть, включающая колонную головку, крестовину с задвижками, блок превенторов, надпревенторную катушку, разъемный желоб;
- манифольда с линиями дросселирования и глушения;
- гидравлической системы управления превенторами и гидрозадвижками.

По требованию потребителя комплекс противовыбросового оборудования должен дополняться сепаратором или трапно-факельной установкой, а также обеспечивать размещение замкового соединения буровой колоны между трубными плашками двух плашечных превенторов.

Противовыбросовое оборудование конструктивно должно быть выполнено в виде блоков, удобных для эксплуатации, монтажа и транспортирования. Допускается конструктивное объединение составных частей, не изменяющее типовую схему и не ухудшающее эксплуатационных свойств ОП (например, сдвоенные превенторы; плашечный превентор и крестовика, совмещенные в одном корпусе в виде превентора с боковыми отводами).

Прочность корпусных деталей ОП, воспринимающих давление скважинной среды, должна обеспечивать возможность их опрессовки пробным давлением, кратным рабочему давлению.

В противовыбросовом оборудовании, предназначенном для бурения в условиях коррозионной среды, а по требованию потребителя, для морских и других ответственных скважин, должен быть предусмотрен превентор с перерезывающими плашками.[13]

1.2 Выбор схемы обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием при строительстве скважин

Выбор типа противовыбросового оборудования при строительстве скважин производится в зависимости от конкретных горно-геологических условий и осуществляется ещё на стадии проектирования с учётом возможности выполнения технологических операций при ликвидации ГНВП. Типовые схемы установки и обвязки устья противовыбросовым оборудованием (стволовая часть, блоки глушения и дросселирования) на разных этапах строительства скважин (бурение из-под кондуктора, технических колонн) разрабатываются и утверждаются техническим руководителем буровой организации на основе установленных требований "Правил безопасности" и согласовываются с органами Госгортехнадзора России, противофонтанной службой и заказчиком. При этом руководствуются следующими положениями.

Согласно требованиям Государственного общероссийского стандарта предусмотрено десять типовых схем обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием. Противовыбросовое оборудование имеет следующее условное обозначение:

Оборудование ОП 5 – 230/80×35 К₂ расшифровывается следующим образом:

ОП 5 – оборудование противовыбросовое по схеме № 5;

230 – условный проход превенторного блока, мм;

80 – условный проход манифольда, мм;

35 – рабочее давление, МПа ($350 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$);

К₂ – для скважинной среды с содержанием CO₂ и H₂ до 6%.

На территории Томской области наиболее распространенной схемой обвязки является схема № 5 рисунок 1.

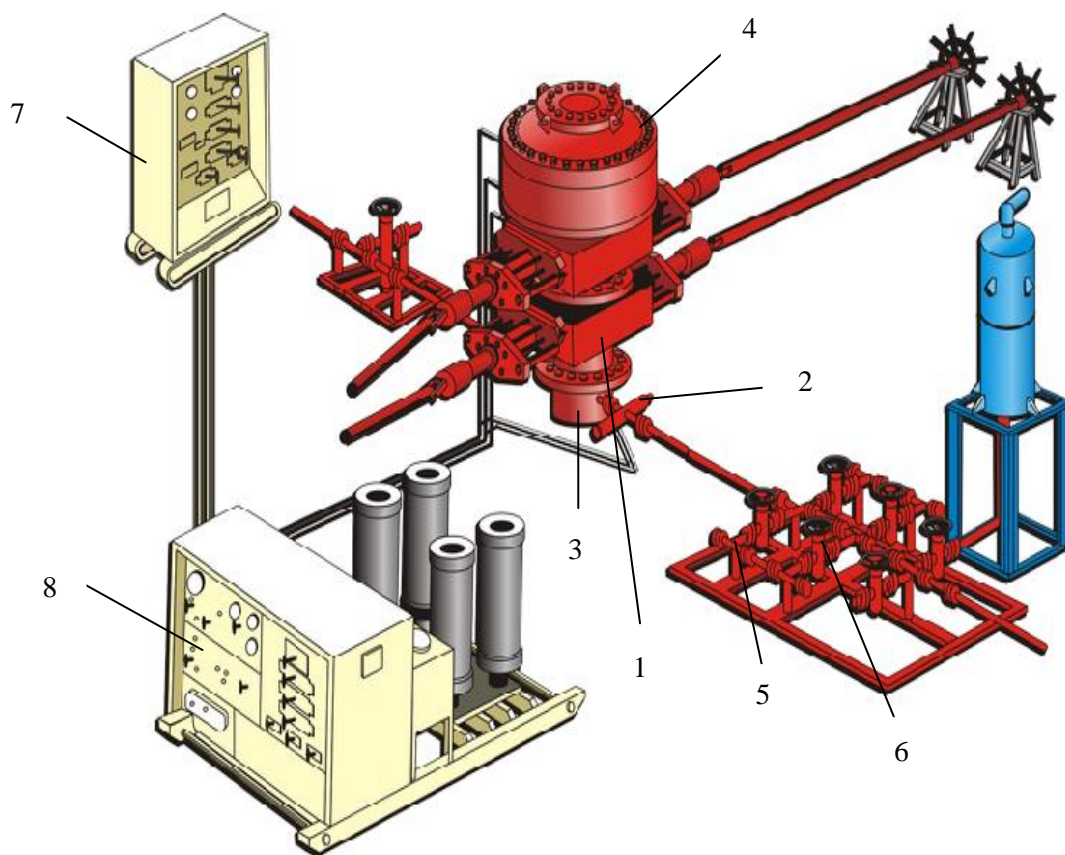


Рисунок 1 - Общая схема № 5 для монтажа противовыбросового оборудования

На рисунке 1 изображены следующие позиции противовыбросового оборудования: 1-плащечный превентор; 2 -задвижка с гидравлическим управлением; 3 -устьевая крестовина; 4- кольцевой превентор; 5- дроссель регулируемый с ручным управлением; 6-задвижка с ручным управлением; 7-вспомогательный пульт; 8- станция гидропривода.

При вскрытии скважиной изученного разреза, представленного нефтяными или водяными (с растворённым газом) пластами с нормальным пластовым давлением, после спуска кондуктора или промежуточной колонны на устье устанавливается превенторная установка, обеспечивающая герметизацию скважины при спущенной колонне труб или без них (два плащечных превентора – верхний с

трубными плашками, нижний – с глухими или универсальный "кольцевой" превентор).

Если при строительстве скважины предусматривается вскрытие газовых, нефтяных или водяных горизонтов с аномально высоким пластовым давлением, то устанавливаются три или четыре превентора, в том числе один универсальный. Необходимость установки превентора со срезающими плашками при ожидаемом избыточном давлении на устье скважины ниже 350 кгс/см^2 (35 МПа) и объёмном содержании сероводорода до 6% определяется организацией по согласованию с территориальными органами Госгортехнадзора России, исходя из характеристики пласта (состав флюида, пористость, проницаемость, дебит и др.). В этом случае за основу берутся типовые схемы обвязки устья.

Если при бурении предполагается вскрытие пластов с аномально высокими пластовыми давлениями и объёмным содержанием сероводорода более 6 %, а также с наличием сероводорода до 6 % и избыточным давлением на устье более 350 кгс/см^2 (35 МПа), использование технологии спуска и подъёма труб при избыточном давлении герметизированного устья при ликвидации ГНВП, а также на всех морских скважинах на устье устанавливаются четыре превентора, в том числе один превентор со срезающими плашками и один универсальный.

Обвязка устья скважины осуществляется по типовым схемам, а в случае отступления составляется фактическая схема. Все отступления в обвязке устья бурящихся скважин (поворот выкидной линии до блока глушения, изменение количества превенторов, изъятие из схемы кольцевого превентора, изменение длины выкидных линий манифольда и др.) допускаются по специальному разрешению территориальных органов Госгортехнадзора России при представлении организацией исчерпывающего обоснования, согласованного с противофонтанной службой.

Фактические схемы составляются в нескольких экземплярах, один из которых передаётся в военизированный отряд. На фактической схеме указываются габаритные и монтажные размеры узлов противовыбросового оборудования, в спецификации приводятся соединительные размеры узлов. Кроме фактической

схемы составляется также ведомость на смонтированное оборудование, в которой содержится вся необходимая информация об устье скважины и смонтированном на нём противовыбросовом оборудовании.[15]

1.3 Превенторы плашечные

Превенторы плашечные предназначены для герметизации устья скважины при газонефтеводопроявлениях и открытых фонтанах, возникающих при строительстве или ремонте скважин. При этом, если в скважине находятся трубы, то герметизация обеспечивается с использованием трубных плашек, а при отсутствии труб в скважине герметизация осуществляется глухими плашками. Превенторы плашечные, по способу герметизации, выпускаются в двух вариантах: гидроуправляемые и с ручным приводом фиксации плашек. Гидроуправляемые плашечные превенторы, в отличие от превенторов с ручным приводом, позволяют дистанционно и быстро (за 5 – 10 сек.) загерметизировать устье скважины. После герметизации устья превентор плашечный гидроуправляемый, при наличии труб в скважине позволяет:

- проворачивать и расхаживать колонну труб на гладкой части трубы по длине от муфты до муфты (при контролируемом давлении в камере закрытия);
- разгрузить колонну труб на плашки и удерживать колонну плашками от выброса (при возрастании давления в скважине);
- спустить или поднять часть всей колонны при загерметизированном устье скважины в случае установки двух плашечных превенторов (метод шлюзования);
- срезание колонны труб (при установке превентора со срезающими плашками).

В Томской области при строительстве скважин, в основном, используются гидроуправляемые плашечные превенторы.

Технические характеристики превенторов плашечных гидроуправляемых (ППГ) представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические характеристики плашечных превенторов

№ пп	Наименование параметров/ Типоразмер/ ПП	156×32	180×35	230×35	230×70	280×35	350×35	425×21	520×1 4	350×35
1	Диаметр проходного отверстия, мм	156	180	230	230	280	350	425	520	350
2	Условный проход манифольда, мм	80	80	80	80	80	80	80	80	80
3	Рабочее давление, МПа	32	35	35	70	35	35	21	14	35
4	Максимальная температура рабочей среды, С	150	150	150	150	150	150	150	150	150
5	Тип основного привода	<div>дистанционный</div> <div>гидравлический</div>								
6	Рабочее давление в системе гидроуправления, МПа	10	10	10	10	10	10	10	10	14
7	Условный диаметр труб, уплотняемых ПП, мм	33 – 114	33 – 127	33 – 168	33 – 168	48 – 194	60 – 273	60 – 340	60 – 426	73 – 273
8	Максимально условный диаметр труб, пропускаемых с подвеской, мм	102	127	146	146	194	273	340	426	273
9	Диаметр гидроцилиндров, мм	260	200	200	200	200	250	250	250	-
10	Ход поршня, мм		190			190	190	190	190	
11	Объём полости цилиндра на закрытие, л	5,4	6,6	7,9	9,5	10,6	11,8	13,8	17,4	18,7
12	Объём полости цилиндра на открытие, л	4,6	5,9	6,2	7,2	9,2	10,4	12,0	15,0	16,4
13	Количество оборотов винта на закрытие			13	13					
14	Количество циклов "закр. – откр." на трубе при $P_{\text{сKB}} = P_{\text{раб}}$		125	125	125	100	100	100	100	$P_{\text{сKB}}=1\text{ ат}$ $M_{546/78}$
15	Условная длина расхаживания, м	-	300	300	300	300	300	300	300	550 – $P_{\text{сKB}}=10$ 15000 - $P_{\text{сKB}}=7$
16	Пробное давление, МПа	64	70	70	105	70	70	31,5	21	70
17	Габариты: длина ширина высота, мм	1785 620 290	1740 645 360	2085 670 310	2630 790 405	2550 885 480	3250 895 550	3840 930 410	4180 1050 420	-
18	Масса, кг	640	900	900	1500	1740	1700	1766	2100	-

1.4 Превентор плащечный ППГ – 156 × 32 для капитального ремонта скважин

При капитальном ремонте скважин широкое распространение получил превентор плащечный гидроуправляемый ППГ – 156 × 320 представленный на рисунке 1 (сдвоенный вариант).

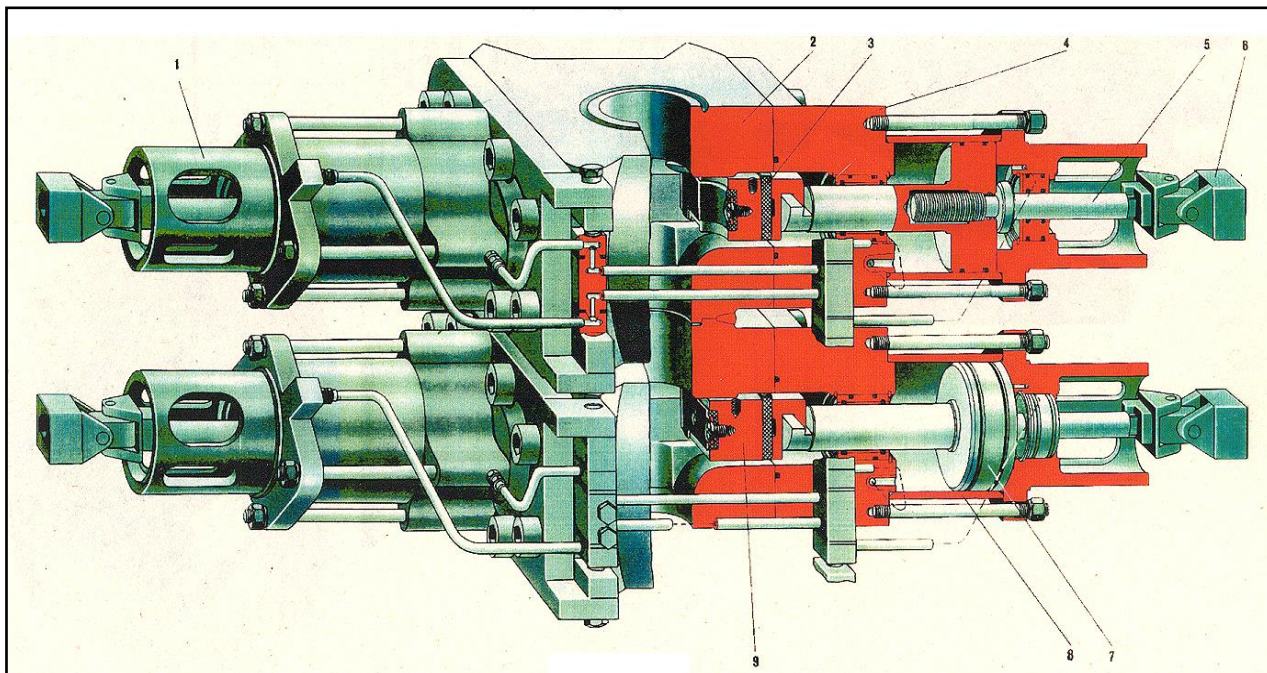


Рисунок 2 – Превентор плащечный гидроуправляемый ППГ – 156 × 32

Превентор плащечный состоит из 3-х основных частей: корпуса 2, откидной крышки 4 с гидроцилиндром и 2-х плашек 3.

Корпус превентора коробчатой конструкции и изготавливается в настоящее время, как правило, методом литья с последующей ковкой. Корпус в вертикальной плоскости имеет цилиндрическое отверстие, а в горизонтальной – прямоугольное отверстие, в "карманах" которого размещаются плашки. Во внутренней полости корпуса, в его верхней части, имеется специально обработанная кольцевая поверхность, которая обеспечивает герметизацию между корпусом и верхней части плашки (при закрытии последней). Сама же плашка движется по направляющим рёбрам, которые обеспечивают зазор между корпусом превентора и нижней частью плашки.

На наружной поверхности корпуса (верхней и нижней плоскостях) вокруг

вертикального отверстия имеется канавка под уплотнительное кольцо и глухие отверстия с резьбой под шпильки, которые позволяют крепить корпус превентора на крестовину, а сверху монтировать фланцевую катушку.

К корпусу с помощью болтов крепятся боковые (откидные) крышки 4 с гидроцилиндрами, которые устанавливаются на шарнирных соединениях. Шарнирные соединения позволяют подавать гидравлическую жидкость в камеры открытия или закрытия гидроцилиндров 8. В гидроцилиндрах размещаются поршня со штоками 7, которые "Г" – образным захватом соединяются с плашками (трубными 3 или глухими 9). Плашка трубная представлена на рисунке 3.

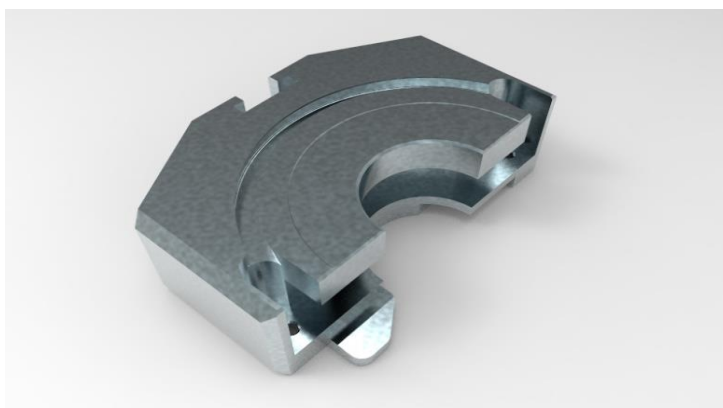


Рисунок 3- Плашка трубная

Плашка глухая представлена на рисунке 4.

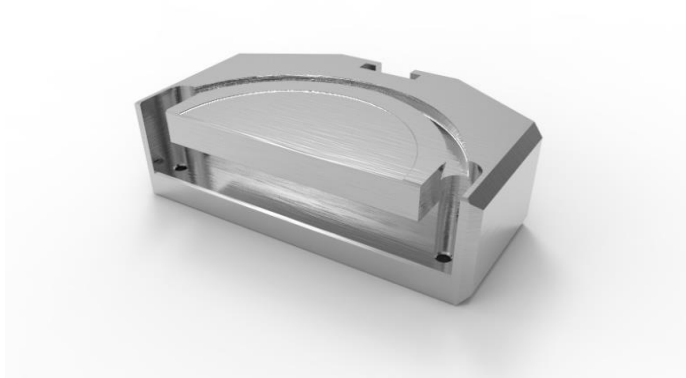


Рисунок 4 - Плашка глухая

После монтажа плашечного превентора на устье скважины, в камеры открытия подаётся давление, равное давлению в гидросистеме, поршня разведены в крайние положения и плашки находятся в "карманах" корпуса, освобождая центральное отверстие корпуса для проведения спускоподъемных или других

технологических операций в скважине. При переводе соответствующей рукоятки маслораспределителя на основном (или вспомогательном) пульте гидросистемы в положение "закрыто", гидравлическая жидкость будет поступать в камеру закрытия и под действием давления поршни, а вместе с ними и плашки, будут перемещаться в сторону сближения. Перекрывая, при этом, сечение скважины глухими плашками (при отсутствии труб) или перекроют затрубное пространство трубными плашками (при наличии труб). Для того чтобы вновь открыть превентор рукоятку маслораспределителя переводят в положение "открыто" и гидравлическая жидкость, поступив в камеру открытия, раздвинет поршня с плашками в стороны, освободив центральное отверстие в корпусе превентора.

В случае отсутствия давления в гидравлической системе в плашечных превенторах гидроуправляемых предусмотрен механический привод, который выполнен в виде нажимного винта 5 ввёрнутого в глухое резьбовое отверстие поршня со штоком 7. Гладкая часть нажимного винта устанавливается в подшипнике скольжения, уплотняется манжетами и шарнирным соединением связывается с карданом со штурвалом. Вращая штурвал, как правило, по часовой стрелке, превентор закрывается, т.к. вращательное движение нажимного винта преобразуется в поступательное перемещение поршня.

При пользовании ручным приводом превенторов ППГ необходимо помнить о двух особенностях. Первая состоит в том, что ручным приводом можно только закрыть превентор. При вращении же штурвалов на открытие нажимной винт сделает "холостой ход", а плашки останутся в закрытом положении, и открыть их можно будет, только используя гидравлическую систему. Вторая особенность состоит в том, что перед вращением штурвалов на закрытие сначала необходимо перевести соответствующую рукоятку маслораспределителя на основном пульте гидравлической системы в положение "закрыто". Это позволит соединить полость "открытия" с атмосферным давлением и при вращении штурвалов поршень выдавит масло из камеры открытия в масляный бак.[14]

1.5 Превентор плащечный ППГ – 230 × 35

Превентор плащечный гидравлический ППГ предназначен для герметизации устья нефтегазовой скважины во время строительных, ремонтных работ, а также чрезвычайных ситуаций. Монтаж осуществляется на устье скважины. Превентор ППГ исключает выброс горючего сырья в атмосферу, его воспламенение и загрязнение окружающей среды. Согласно инструкции Госгортехнадзора России является обязательным к установке на скважине при ведении буровых работ. Плашки превентора ППГ на гидравлическом управлении позволяют перекрывать скважину в том случае, если в скважину спущены бурильные трубы. Плашки превентора должны соответствовать диаметру применяемых в бурении труб, а при использовании комбинированного бурильного инструмента - наибольшему диаметру бурильных труб.

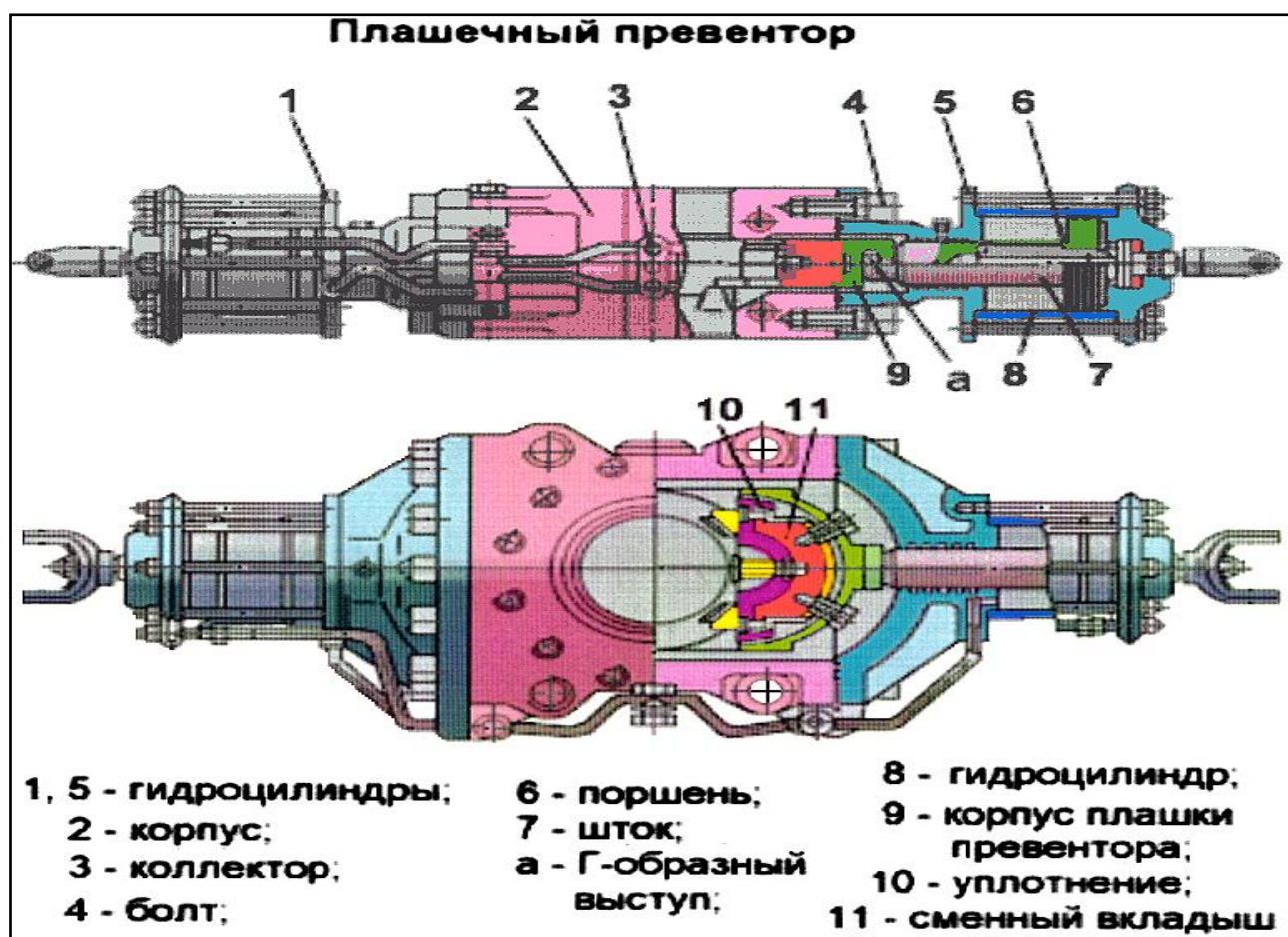


Рисунок 5 - Плащечный превентор ППГ 230х35

1.6 Конструкция ручного привода превентор плашечный ППГ – 230 × 35

Конструкция ручного привода превентора плашечного гидроуправляемого ППГ – 230 × 35 Волгоградского завода буровой техники позволяет дистанционно (визуально) определить местоположение плашек и каким приводом закрыт превентор – гидравликой или механически. Это обеспечивается тем, что к поршню 8 крепится полый шток 16.

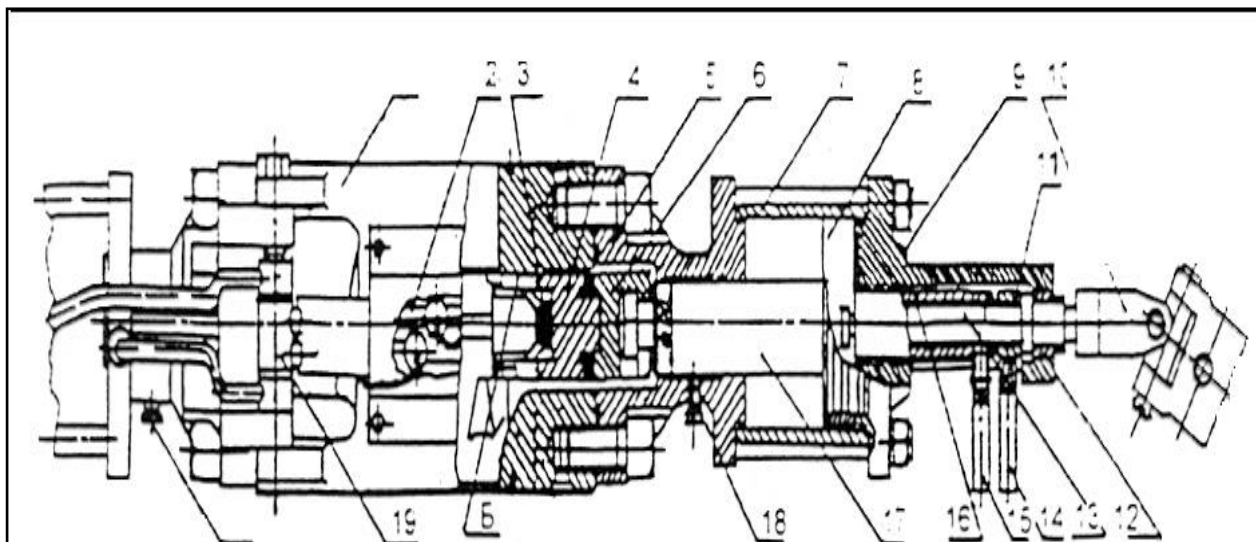


Рис. Превентор плашечный ПП 230х35

1 – корпус; 2 – гидравлический коллектор; 3 – уплотнение плашки; 4 – плашка; 5 – крышка боковая; 6 – плашкодержатель; 7 – цилиндр; 8 – поршень; 9 – крышка цилиндра; 10 – карданное соединение; 11 – гайка ходовая; 12 – втулка; 13 – винт; 14–15 – указатели положения плашек «открыто-закрыто»; 16 – шток; 17 – шток плашкодержателя; 18, 20 – пробка контрольная; 19 – шарнирное соединение боковой крышки и гидроколлектора.

Рисунок 6- Конструкция ручного привода плашечного превентора ППГ

230х35

Крышка гидроцилиндра 9 имеет удлинитель со втулкой 12, в которую установлен ходовой винт 13, на котором установлена ходовая гайка 11. На ходовой гайке 11 жёстко установлен указатель 14, который проходит через прорезь в удлинителе крышки гидроцилиндра 9 и исключает "проворачивание" ходовой гайки 11 при вращении штурвала кардана. На полой штоке 16, так же жёстко, установлен палец 15, который служит указателем положения плашки. При закрытии плашечного превентора гидроприводом вместе с поршнем 8 перемещается полый шток 16, а вместе с ним и палец 15. При использовании ручного привода, с вращением штурвала кардана по часовой стрелке на закрытие, ходовая гайка 11 будет перемещаться в осевом направлении и толкать полый шток на "закрытие". В этом случае и палец 15 и указатель 14 будут перемещаться одновременно и визуально фиксировать не только положение плашек, но и указывать на то, что плашки превентора зафиксированы ручным приводом.[15]

2 Недостатки плашечных превенторов

Существенным недостатком многих плашечных превенторов является то, что с ростом давления в скважине до 35,0 МПа и более, на шток, а вместе с ним и на поршень, действует "выталкивающая сила", которая может превысить усилие возникающее в камере закрытия гидроцилиндра. Так, например: при стендовых испытаниях плашечного превентора ППГ – 230 × 500 (при опрессовке на пробное давление $P_{\text{проб}} = 2P_{\text{раб}}$) при возрастании давления внутри корпуса превентора до 420 кгс/см^2 и при давлении в камере закрытия 100 кгс/см^2 происходила разгерметизация плашек превентора, т.к. "выталкивающая сила" на шток оказывалась больше усилия на закрытие со стороны поршня в гидроцилиндре.

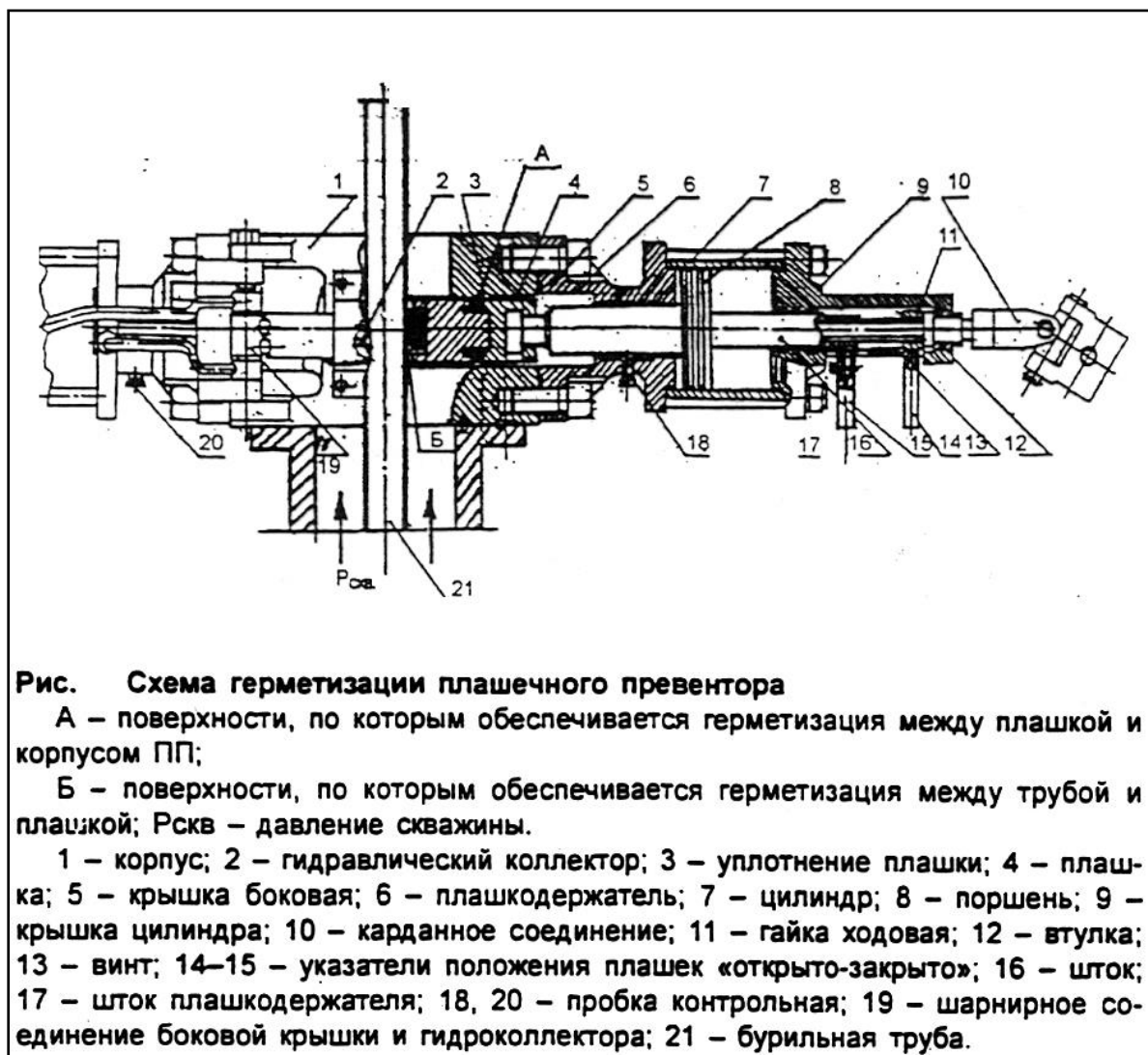


Рисунок 7 - Схема герметизации плашечного превентора ППГ 230х35 [15]

3 Расчет узлов и деталей плашечного превентора

3.1 Расчёт штока превентора

Расчёт штока ведётся, как проверочный расчёт сжатого стержня на устойчивость. Схема расчета штока представлена на рисунке 8.

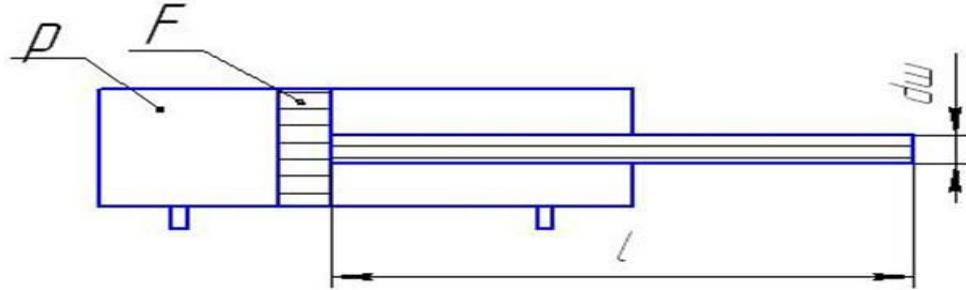


Рисунок-8 расчета штока

p - поршневая полость; F - площадь сечения штока; $d_{ш}$ - диаметр штока; l - длина штока

Площадь сечения штока F , m^2

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \quad (3.1)$$

где d - диаметр штока, $= 0,1$ м

$$F = \frac{3.14 \cdot 0.1^2}{4} = 7.85 \cdot 10^{-3} \quad (3.2)$$

Момент инерции J , m^4

$$J = \frac{\pi \cdot d^4}{64} \quad (3.3)$$

$$J = \frac{3.14 \cdot 0.1^4}{64} = 4.91 \cdot 10^{-6}$$

Радиус инерции i , м

$$i = \sqrt{\frac{J}{F}} \quad (3.4)$$

$$i = \sqrt{\frac{4.91 * 10^{-6}}{7.85 * 10^{-3}}} = 25 * 10^{-3}$$

Приведённая длина $i_{пр}$, м

где n - приведенный коэффициент длины, $n = 0,7$;

l - длина штока, $l = 0,28$ м

Гибкость штока λ

$$\lambda = \frac{l}{i} \quad (3.5)$$

$$\lambda = \frac{0.28}{25 * 10^{-3}} = 11.2$$

По рекомендациям примем $\varphi = 0,45$, тогда

$$[\sigma]_o = \varphi * [\sigma] \quad (3.6)$$

где $[\sigma]$ - предел прочности,

$$[\sigma] = 160 * l$$

Расчетное значение прочности σ , МПа

$$[\sigma]_o = 0.45 * 160 = 72$$

$$\sigma = \frac{P}{F} \quad (3.7)$$

где P - сила, развиваемая гидроцилиндром, $P=309250$ Н.

$$\sigma = \frac{309250}{7.85 * 10^{-3}} = 39.4$$

$$[\sigma]_o \geq \sigma \quad (3.8)$$

Так как условие прочности, то устойчивость штока обладает высоким запасом прочности.

3.2 Расчет гидроцилиндра превентора

Гидравлический цилиндр рассчитывают на прочность из условия заданного диаметра цилиндра. Диаметр гидравлического цилиндра определяется в зависимости от давления на поршень при закрытом превенторе, необходимого, чтобы преодолеть выталкивающее усилие. Расчетная схема гидроцилиндра представлена на рисунке 9.

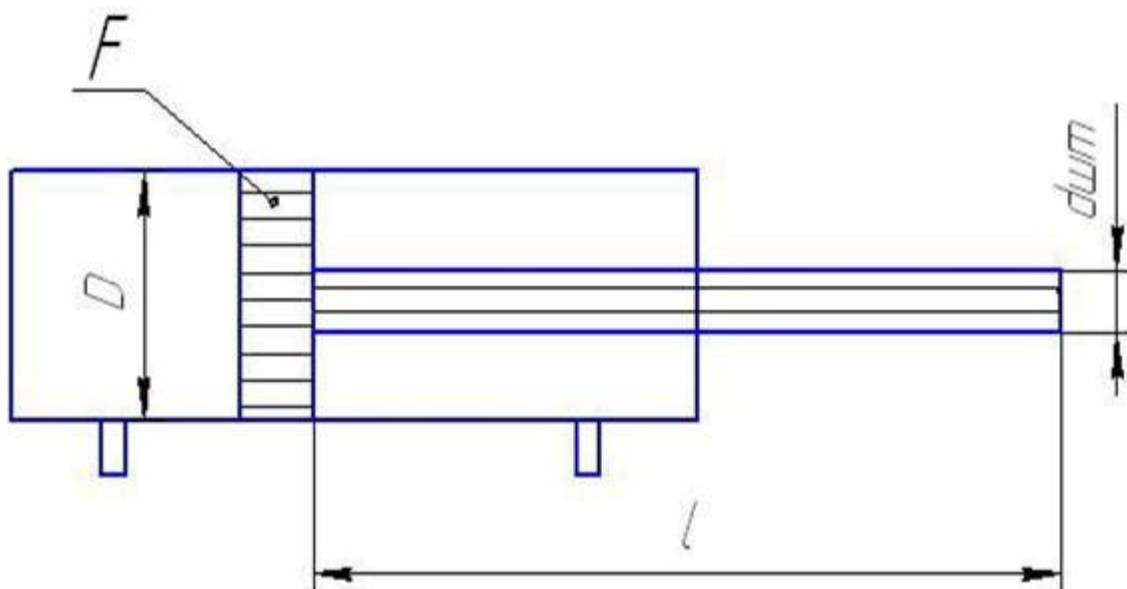


Рисунок 9 - Расчетная схема гидроцилиндра превентора

F - площадь сечения штока; $d_{шт}$ - диаметр штока; l - длина штока; D - диаметр гидроцилиндра

Усилие, развиваемое гидроцилиндром P_u , кН

$$P_o = P * \frac{\pi * d_o^2}{4} \quad (3.9)$$

где $d_{шт}$ - диаметр штока, $d_{шт} = 0,1$ м;

P_c - давление в скважине, $P_c = 35$ МПа

$$P = 35 * 10^6 * \frac{3.14 * 0.1^2}{4} = 274.8$$

Усилие на преодоление сил трения Q , Н

где P_{Γ} - давление в гидроцилиндре, $P_{\Gamma} = 10$ МПа;

h_o - высота контактного кольца, $h_o = \text{мм}$

f - коэффициент трения, $f = 0,01$

Таким образом, полное усилие в гидроцилиндре P_0 , кН

$$P_0^l = P_0 + Q \quad (4)$$

$$P_0^l = 274800 + 110 = 274.9$$

Площадь поршня гидроцилиндра F , м^2

$$F = \frac{P_0^l}{P_{\lambda}} \quad (4.1)$$

$$F = \frac{274910}{10 * 10^6} = 2.7 * 10^{-2}$$

Диаметр гидроцилиндра D , м

$$D = \sqrt{\frac{4 * F}{\pi}} \quad (4.2)$$

$$D = \sqrt{\frac{4 * 2.7 * 10^{-2}}{3.14}} = 0.185$$

3.3 Расчет крышки гидроцилиндра превентора

Крышка гидроцилиндра испытывает нагрузки, создаваемые давлением внутри цилиндра и давлением в скважине, которое действует на шток поршня.

$$Q = \frac{\pi * (D^2 - d_0^2) * P_A}{4} + \frac{\pi * d_0^2 * P}{4} \quad (4.3)$$

где D - диаметр гидроцилиндра, $D = 0,185$ м;

$$Q = \frac{3.14 * (0.185^2 - 0.1^2) * 10^7}{4} + \frac{3.14 * 0.1^2 * 35 * 10^6}{4}$$

Крышка гидроцилиндра имеет прямоугольную форму и крепится к крышке корпуса превентора шпильками.

С учётом затяжки одна шпилька воспринимает усилие Рш, Н

$$P = 1.2 * \frac{Q}{Z} \quad (4.4)$$

где 1,2 - коэффициент затяжки;

Z - число шпилек, Z = 12

$$P = 1.2 * \frac{4.65 * 10^5}{12} = 4.65 * 10^4$$

Изгибающий момент в тарелке фланца под одной шпилькой М, Н·м

где l - плечо изгиба, l = 0,6 м

Момент сопротивления изгибающегося участка W, мЗ

$$W = \frac{B * h^2}{6} \quad (4.5)$$

где В - длина сечения, В = 0,14 м;

h - высота сечения, h = 0,63 м

$$W = \frac{0.14 * 0.63^2}{6} = 9.26 * 10^{-3}$$

Напряжение изгиба у, МПа

$$\sigma = \frac{M}{W} \quad (4.6)$$

$$\sigma = \frac{2.79 * 10^4}{9.26 * 10^{-3}} = 3.013$$

Условие выполняется, отсюда следует, что крышка с креплением имеет достаточный запас прочности.

3.4 Расчёт плашки превентора

Вкладыши плашечного превентора воспринимают определенные нагрузки в зависимости от направления усилия: в одних случаях на изгиб наружу, в других на изгиб вовнутрь от веса буровой колонны.

Рассчитываем вкладыш плашки по изгибающим моментам и напряжениям. Нагрузка на поверхность полукруглой плиты распределяется равномерно. Схема к расчету плашек представлена на рисунке 8.

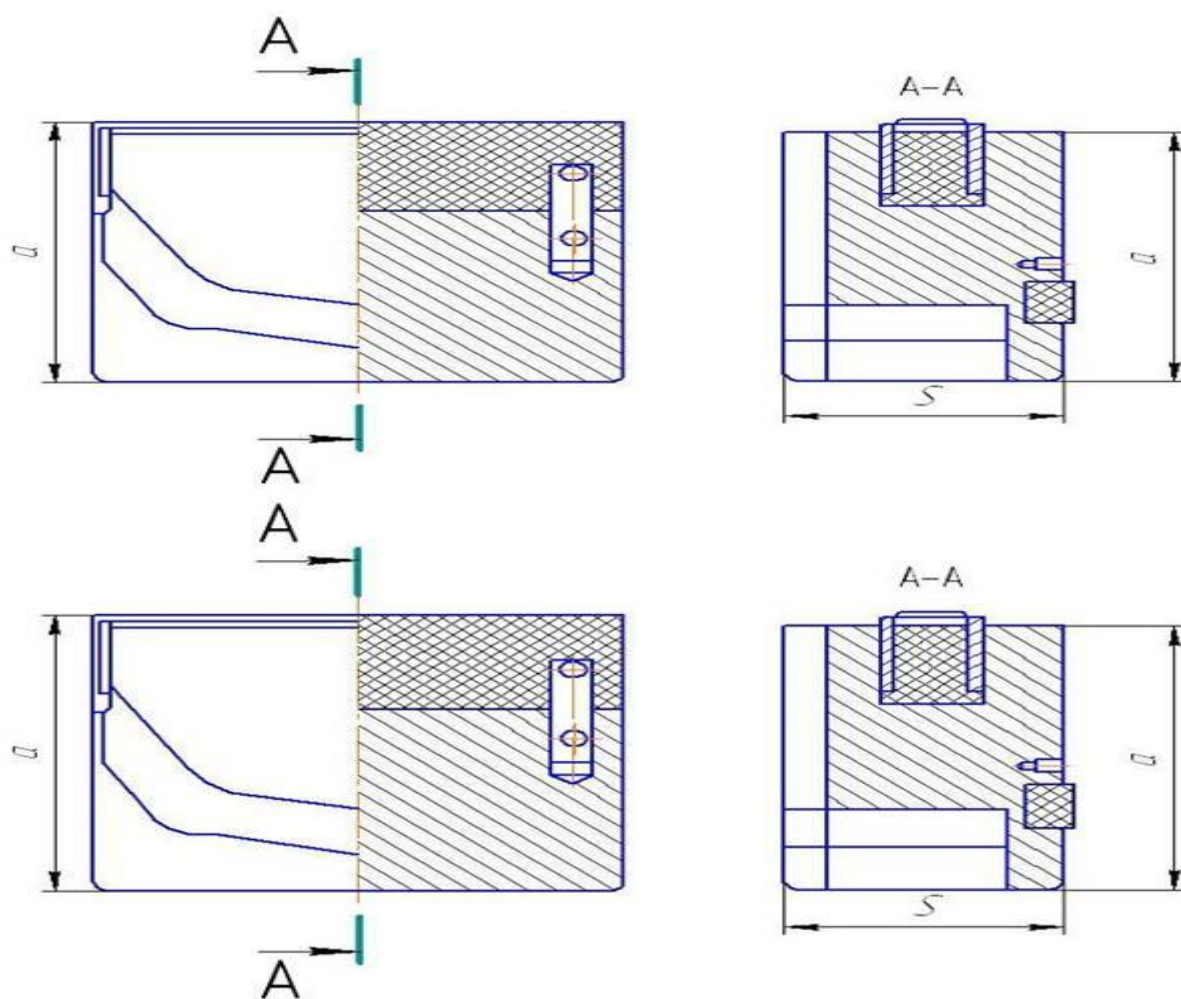


Рисунок 10 - Расчет плашек

a - высота плиты; S - толщина плиты

Изгибающее напряжение σ , МПа

$$\sigma = \beta * \frac{P * a^2}{S^2} \quad (4.7)$$

где v - коэффициент, $v = 0,1383$;

P - давление в превенторе, $P = 35$ МПа;

a - высота плиты, $a = 0,4$ м;

S - толщина плиты, $S = 0,022$ м

$$\sigma = 0.1383 * \frac{35 \cdot 10^6 \cdot 0.4^2}{0.022^2} = 159.7 \sigma < [\sigma]$$

Условие прочности при $\sigma = 160$ МПа для углеродистой стали, выполняется, следовательно, вкладыши плашки по изгибающим напряжениям достаточно прочны и отвечают необходимым условиям.

3.5. Расчет затяжки шпилечного соединения

При значительных затяжках шпильки воспринимают большие осевые нагрузки, особенно в период, когда оборудование находится под действием скважинного давления. Расчетная схема представлена на рисунке 11.

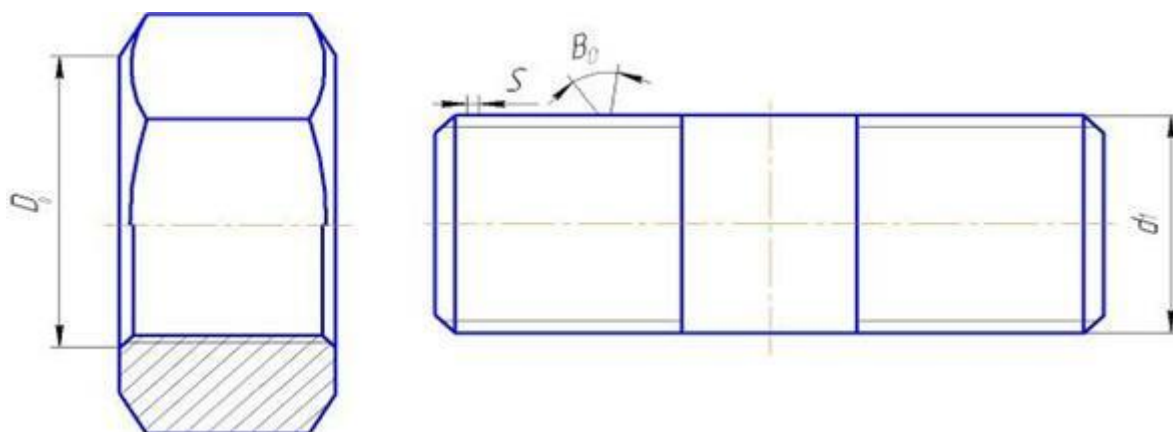


Рисунок 11 - Схема расчета шпилечного соединения

$D0$ - Наружный диаметр опорного бурта гайки; S - шаг резьбы; B_0 - угол подъёма резьбы; $d1$ - диаметр шпильки

Определим усилие на одну шпильку $P_{ш}$, кН

$$P = \frac{P_{расч.}}{z} \quad (4.8)$$

где z - число шпилек, $z = 12$

$$P = \frac{1027}{12} = 85.5$$

Определим напряжение в шпильке, МПа,

$$\sigma = \frac{4 * D}{\pi * z * d_1^2} \leq [\sigma_0] \quad (4.9)$$

где d_1 - диаметр шпильки, $d_1 = 0,048$ м по ГОСТ 22042-76 (исполнение 1)

$$\sigma = \frac{4 * 85.58 * 10^3}{3.14 * 12 * 0.048^2} = 3.943$$

Определим допускаемое напряжения в материале шпильки $[\sigma]$, МПа

$$[\sigma_0] = \frac{\sigma}{n} \quad (5)$$

где σ_T - предел текучести материала шпильки, МПа.

Материал шпильки сталь 40ХН, $\sigma_T = 785$ МПа;

n - коэффициент запаса прочности, $n = 3$

$$[\sigma_0] = \frac{785}{3} = 261.6$$

Условие прочности выполняется.

Определим необходимый момент крепления шпилек $M_{ш}$, Нм

$$M_{ш} = P_{ш} * \frac{d_1}{2} * \operatorname{tg}(\beta + p) + P_{ш} * \frac{f}{3} * \frac{D_0^3 - d_1^3}{D_0^2 - d_1^2} \quad (5.1)$$

где f - коэффициент трения гайки о фланец, $f = 0,2$;

D_0 - наружный диаметр опорного бурта гайки, м;

β - угол подъёма резьбы, град;

S - шаг резьбы, $S = 0,003$ м;

p - угол трения в резьбе, град;

f_1 - коэффициент трения в резьбе, $f_1 = 0,2$

$$\beta = \arctg(\frac{s}{\pi * d_1}) \quad (5.2)$$

$$\beta = \arctg\left(\frac{0.003}{3.14 * 0.048}\right) = 1.1$$

$$p = \arctg(f_1), p = \arctg(0.2) = 12.5^\circ$$

$$I = 85.58 * 10^3 * \text{tg}(1.1 + 12.5) + 85.58 * 10^3 * \frac{0.2}{3} * \frac{0.084^3 - 0.048^3}{0.084^2 - 0.048^2} = 928.7 \quad (5.3)$$

4 Модернизация корпуса плашечного превентора ППГ-230х35 для обеспечения надежности работы в условиях экстремальных температур.

Выше подчеркивалась целесообразность модернизации противовыбросового оборудования с целью более эффективного его использования. Учитывая важность данного вопроса, остановимся на нем более подробно.

При эксплуатации плашечного превентора ППГ-230х35 в условиях низких температур распространенной проблемой для персонала по обслуживанию противовыбросового оборудования, является отсутствие циркуляции теплоносителя (водяного пара) в паровой рубашке превентора, данная неисправность возникает вследствие процесса коррозии в паровой рубашке, термодинамическая неустойчивость металла под действием теплоносителя приводит к накоплению большого объема продуктов коррозии, которые перекрывают проходное отверстие циркуляционного штуцера.

Конструкция паровой рубашки плашечного превентора ППГ-230х35 представляет собой не разборную конструкцию в условиях буровой установки, что приводит к отсутствию возможности удаления отложившихся продуктов коррозии из полости паровой рубашки.

Модернизация плашечного превентора ППГ-230х35 предусматривает конструктивное изменение корпуса превентора в области циркуляционных штуцеров паровой рубашкой, модернизированный корпус превентора позволяющий изготовить разборную паровую рубашку на резьбовых соединениях, позволит обслуживающему персоналу планово обслуживать данный узел, с целью более эффективной эксплуатации плашечного превентора в условиях экстремально низких температур.

4.1 Расчет модернизированного корпуса плашечного превентора ППГ-230х35 для эксплуатации в условиях экстремально низких температур.

Произведем расчет корпуса плашечного превентора, рассчитанного на рабочее давление 350 кгс/см^2 , диаметром проходного отверстия 230 мм. Корпус плашечного превентора представляют собой литую коробку с вертикальным проходным отверстием диаметром 230 мм и горизонтальным прямоугольным отверстием под плашки. Прямоугольные отверстия закрываются с двух сторон крышками, закрепленными винтами. Материал корпуса сталь 35ХМЛ, предел текучести $\sigma_T \geq 55 \text{ кгс/мм}^2$. Расчет корпуса ведут по отдельным его элементам.

По формуле рассчитываем прогиб в центре боковой стенки корпуса:

$$f = c_1 \cdot \frac{P_{\text{пробн.}} \cdot a^4}{E \cdot h^3} \quad (5.4)$$

Конструктивные размеры стенки: $a=120\text{мм}$; $b=480\text{мм}$; $h=80\text{мм}$

При этом отношение определяет: $c_1 = 0,1383$; $c_2 = 0,1250$

Пробное давление $P_{\text{пробн.}} = 700 \text{ кгс/см}^2$

Модуль упругости материала $E=2 \cdot 10^6 \text{ кгс/см}^2$

$$f = 0,1383 \cdot \frac{700 \cdot 12^4}{2 \cdot 10^6 \cdot 8^3} = 0,0196 \text{ мм}$$

При таком незначительном прогибе можно считать пластину абсолютно жесткой.

По формуле находим напряжение изгиба:

$$\sigma_H = \frac{-6 \cdot c_2 \cdot P_{\text{пробн.}} \cdot a^2}{h^2} \quad (5.5)$$
$$\sigma_H = \frac{-6 \cdot 0,125 \cdot 700 \cdot 12^2}{8^2} = 115,8 \text{ Н/мм}^2$$

(знак минуса указывает, что растянутыми являются верхние наружные волокна).

Растягивающее напряжение в боковой стенке определим по формуле:

$$\sigma_p = \frac{R}{F} \quad (5.6)$$

$$R = P_{\text{пробн.}} \cdot F_1 \quad (5.7)$$

Формула расчета площади поперечного сечения стенки

$$F = h \cdot b \quad (5.8)$$

Формула расчета площади поверхности стенки, воспринимающая внутреннее давление:

$$F_1 = a \cdot b \quad (5.9)$$

$$F = 8 \cdot 48 = 3840 \text{ мм}^2$$

$$F_1 = 12 \cdot 48 = 5760 \text{ мм}^2$$

$$R = 700 \cdot 576 = 3954041 \text{ Н}$$

$$\sigma_p = \frac{403200}{384} = 102 \text{ Н/мм}^2$$

Максимальное нормальное напряжение в стенке определяем по формуле:

$$\sigma_H = \sigma_H + \sigma_p \quad (5.9.1)$$

$$\sigma_H = 1181,25 + 1050 = 218,8 \text{ Н/мм}^2$$

Найдем по формуле коэффициент запаса прочности по пределу текучести:

$$n = \frac{\sigma_T}{\sigma_H} \quad (5.9.2)$$

$$n = \frac{5500}{2231,25} = 2,46$$

Получили коэффициент запаса прочности по пределу текучести $n=2.46$

4.2 Расчет резьбовых соединений крышки паровой рубашки на прочность.

Крышка паровой рубашки нагружена давлением теплоносителя (паром). При этом болты затягивают, чтобы обеспечить плотность соединения. Все болты соединения нагружены одинаково.

Расчет площади поверхности прямоугольной крышки паровой рубашки: $a=100$ мм., $b=400$ мм.

$$F_1 = a \cdot b \quad (5.9.3)$$

$$F_1 = 100 \cdot 400 = 40000 \text{ мм}^2$$

Произведем расчет усилия на крышку нагруженную давлением: $P_{пробн.}=0,78$ Н/мм²

$$R = P_{пробн.} \cdot F_1 \quad (5.9.4)$$

$$R = 0,78 \cdot 40000 = 31200 \text{ Н}$$

Расчет нагрузки на один болт: $z=10$

$$F = \frac{R}{z} \quad (5.9.5)$$

$$F = \frac{31200}{10} = 3120 \text{ Н}$$

Расчет болтов на растяжение и усилие затяжки: коэффициент запаса прочности $K=2$

$$F_p = F_{зат} + F_b \quad (5.9.6)$$

$$F_{зат} = K_{зат} \cdot F \quad (5.9.7)$$

$$F_b = 0.3 \cdot F \quad (5.9.8)$$

$$F_p = F_{зат} + 0.3 \cdot F \quad (5.9.9)$$

$$F_b = 0.3 \cdot 3120 = 936 \text{ Н}$$

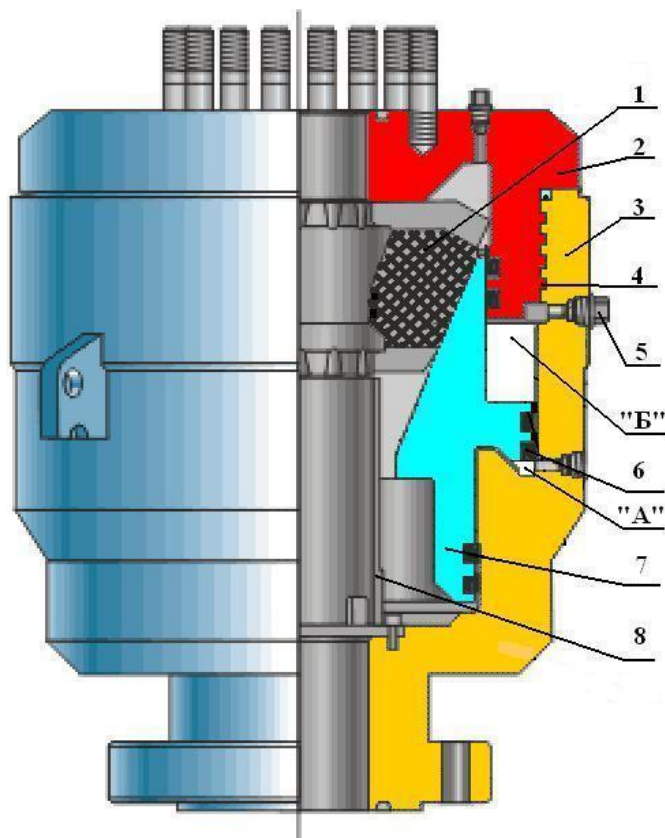
$$F_{зат} = 2 \cdot 3120 = 6240 \text{ Н}$$

$$F_p = 6240 + 936 = 7176 \text{ Н}$$

Для крепления крышки паровой рубашки будут использоваться болты М12 в количестве 10 шт., с классом прочности 5.6 с предельно допустимой нагрузкой на растяжение 17650 Н, обеспечивая коэффициент запаса прочности в 2,4 раза.

5 Превенторы универсальные гидроуправляемые

Превенторы универсальные предназначены для герметизации устья скважины при ГНВП и открытых фонтанов, при строительстве и ремонте скважин. При этом герметизация устья скважины возможна на любой части бурильной колонны (гладкая часть, замковые соединения, УБТ, квадрат и др.), обсадных или насосно-компрессорных труб, а также при отсутствии инструмента в скважине. Кроме того, превентор позволяет расхаживать, проворачивать (на гладкой части трубы) и протаскивать трубы (бурильные) с замковыми соединениями (при наличии на них фасок под углом 18 град.).



1 – резиновый уплотнитель; 2 – крышка превентора; 3 – корпус превентора;
4 – прямоугольная резьба; 5 – штуцер; 6 – резиновые манжеты; 7 – конический плунжер; 8 – втулка; "А" – камера закрытия; "Б" – камера открытия.

Рисунок 12 – Превентор универсальный гидроуправляемый с коническим уплотнением

Превентор универсальный с коническим уплотнением состоит из корпуса с присоединительным фланцем в нижней части, с условным диаметром $D_y = 230$ мм и крупной ленточной прямоугольной резьбой в верхней части. В корпус вворачивается крышка с канавкой под уплотнительное кольцо и глухими отверстиями с резьбой под шпильки (крышка от выкручивания фиксируется стопорным болтом). Внутри корпуса размещается ступенчатый плунжер, с конической поверхностью в верхней части, которая входит в контакт с уплотнительным элементом. Уплотнительный элемент выполнен в виде стальных сегментов сложного таврового профиля армированных резиной. Уплотнительный элемент удерживается монтажной втулкой, в нижней части которой имеются циркуляционные отверстия. В корпусе превентора имеются два отверстия со штуцерами. Верхний штуцер связан с камерой открытия "Б", а нижний штуцер связан с камерой закрытия "А". Для северных районов превентор универсальный поставляется в варианте с полостью для обогрева в нижней части корпуса. При СПО, бурении, промывке или других технологических операциях в скважине превентор универсальный находится в открытом положении. В это время плунжер находится в нижнем положении, так как в камере открытия находится масло под давлением равным давлению гидросистемы.

В случае необходимости закрытия превентора, масло подаётся в камеру закрытия. Плунжер перемещается вверх и своей конической поверхностью, "набегая" на резиновый уплотнительный элемент, обжимает его и вытесняет к оси превентора. В свою очередь уплотнительный элемент обжимает колонну труб на любой её части и герметизирует затрубное пространство или полностью перекрывает сечение скважины при отсутствии инструмента.

С ростом давления на устье скважины плунжеру передаётся дополнительное запорное усилие с появлением эффекта самоуплотнения (в экспериментальных условиях после сбрасывания давления в камере закрытия до "0", при давлении в "скважине" $P_{скв} = 15$ МПа, превентор оставался в закрытом положении).

При подаче масла в камеру открытия плунжер перемещается вниз, вытесняя

масло из камеры закрытия в масляный бак. За счёт упругих сил резины уплотнительный элемент возвращается в исходное состояние, освобождая сечение скважины.

При закрытии превентора возникают большие контактные напряжения, поэтому при расхаживании или проворачивания колонны труб рекомендуют снизить давление в камере закрытия до появления незначительных пропусков (4 л/мин) и вновь поднять давление до их прекращения.

После проведения работ по расхаживанию инструмента рекомендуют вновь поднять давление в камере закрытия превентора до рабочего.

При этом герметизация устья скважины возможна на любой части бурильной колонны (гладкая часть, замковые соединения, УБТ, квадрат и др.), обсадных или насосно-компрессорных труб, а также при отсутствии инструмента в скважине. Кроме того, превентор позволяет расхаживать, проворачивать (на гладкой части трубы) и протаскивать трубы (бурильные) с замковыми соединениями (при наличии на них фасок под углом 18 град.).

Промышленность выпускает превенторы универсальные двух типов: с коническим уплотнительным элементом и со сферическим. Технические данные приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Технические характеристики универсальных превенторов

№ пп	Параметры, типоразмер	ПУГ 180×35	ПУГ 230 × 35	ПУГ 280 × 35	ПУГ 350 × 35	ПК 350 × 35
1	Диаметр проходного отверстия, мм	180	230	280	350	350
2	Рабочее давление, МПа	35	35	35	35	35
3	Рабочее давление в системе гидроуправления, МПа	10	10	10	10	12,5
4	Максимальный диаметр труб, протаскиваемый через ПК, мм		146	194	273	273
5	Объём масляной полости на закрытие, л	17	25	51	90	84
6	Объём масляной полости на открытие, л	12	18	37	75	59,4
7	Количество циклов "закр.–откр." на трубе при $P_{\text{скв}} = P_{\text{раб}}$	15	30	30	30	365
8	Количество циклов "закр. – откр." на ноль при $P_{\text{скв}} = P_{\text{раб}}$		5	3	2	5
9	Количество циклов "закр. – откр." на трубе при $P_{\text{скв}} = 0$		500	500	100	

Продолжение таблицы 2- Технические характеристики универсальных превенторов

10	Суммарная длина расхаживания, м		2200	2000	800	1500- $P_{сKB}=10$ 15000- $P_{сKB}=7$
11	Количество протаскиваемых замков, шт.		300	300	300	5000 $P_{сKB}=7$ МПа
12	Давление теплосодержащего агента в камере обогрева P_{max} , МПа		1,0		1,0	1,0
13	Габариты: диаметр – высота, мм	760×1075	910×1170	1010×1325	1240×1580	1250×1210
14	Масса, кг	2225	3300	4510	7830	
15	Изменение диаметра проходного отверстия уплотнителя, мм	0 - 180	0 - 230	0 - 280	0 - 350	0 - 350

В настоящее время (с 2001 года) Волгоградский завод буровой техники освоил выпуск сферических превенторов, которые заметно отличаются от универсальных кольцевых (конических) превенторов.

Сферический превентор состоит из корпуса с присоединительным фланцем в нижней части. Во внутренней полости корпуса размещается плунжер, который своим верхним торцом входит в контакт со сферическим уплотнительным элементом. К корпусу с помощью шпилек крепится крышка. Между корпусом и крышкой устанавливается направляющее кольцо (переводной фланец).

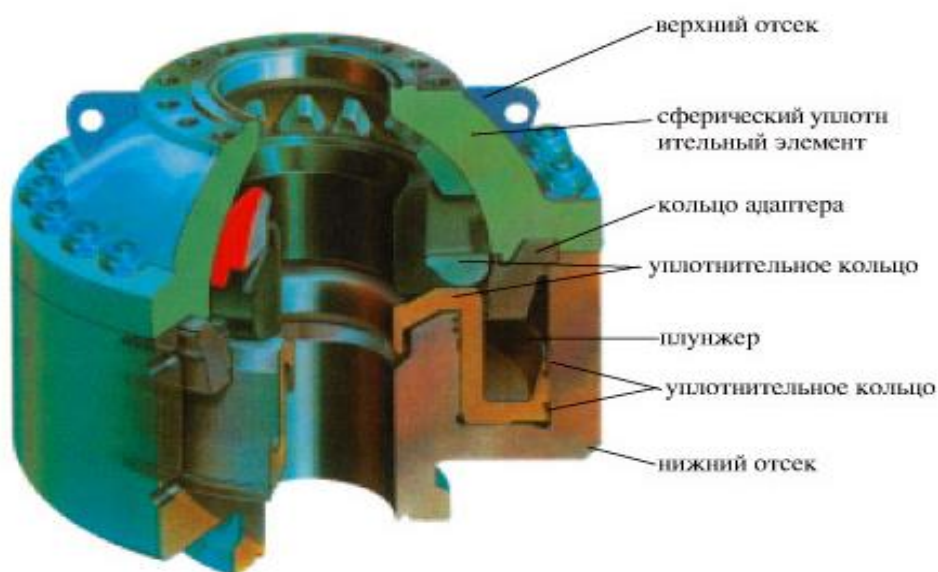


Рисунок 13 – Превентор универсальный со сферическим уплотнением

Герметичность соединений обеспечивается уплотнительными кольцами. В верхней части крышки имеются глухие отверстия с резьбой под шпильки, канавка под уплотнительное кольцо и проточка, в которую устанавливают сменное кольцо – центратор, фиксируемое штифтами. В корпусе имеются два отверстия со штуцерами: нижнее отверстие, связанное с камерой закрытия, верхнее, связанное с камерой открытия. При подаче давления в камеру закрытия плунжер перемещается вверх и своей торцевой поверхностью давит на сферический элемент. Металлические вставки (сегменты), скользя вверх по сферической поверхности крышки, отжимают резину уплотнительного элемента к оси скважины, которая в свою очередь обжимает гладкую часть бурильной трубы (или любой другой инструмент, находящийся в скважине), т.е. герметизирует устье скважины. С ростом давления на устье скважины эффект самоуплотнения увеличивается. Положение уплотнительного элемента контролируется указателем, выполненным в виде штока и предохранительного стакана с прорезями. При подаче давления в камеру открытия плунжер перемещается вниз и сегменты уплотнительного элемента, за счёт упругих свойств резины, возвращаются в первоначальное положение, т.е. превентор открывается.

Показатели надёжности работы сферического превентора (количество циклов "открытие – закрытие", суммарная длина расхаживания, количество протаскиваемых замков) в несколько раз (до 10 раз) превышает показатели работы универсального кольцевого (конического) превентора.[15]

6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

Бурение нефтяных и газовых скважин может быть осуществлено только при строжайшем соблюдении всех правил и требований. И это вовсе не удивительно, ведь работать приходится с достаточно опасным и чувствительным материалом, добыча которого в любом случае требует грамотного подхода. Противовыбросовое оборудование (ПВО) - это комплекс оборудования, предназначенный для герметизации устья нефтяных и газовых скважин при их строительстве и ремонте. Использование противовыбросового оборудования позволяет повысить безопасность ведения работ, обеспечить предупреждение выбросов и открытых фонтанов. Благодаря модернизации паровой рубашки плашечного превентора ППГ-230х35 будет обеспечен более высокий уровень безопасности в процессе строительства и ремонта нефтяных и газовых скважин в условиях экстремально низких температур.

6.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Сегментирование рынка по продаже модернизированных плашечных превенторов ППГ-230х35 производят по критериям: вид продукции, способ приобретения.

В таблице 3 показано, какие ниши на рынке услуг по продаже противовыбросового оборудования не заняты конкурентами или где уровень конкуренции низок [2]

Таблица 3 – Карта сегментирования рынка услуг по продаже противовыбросового оборудования

Критерий	Способ приобретения
----------	---------------------

Продолжение таблицы 3- Карта сегментирования рынка услуг по продаже противовыбросового оборудования

		Заказ через корпоративный сайт (интернет-каталоги определенной фирмы)	Заказ через интернет-магазин (поставщики продукции различных производителей)	Покупка оборудования у специализированной организации
Вид продукции	Плашечные превентора			
	Универсальные превентора			
	Задвижки гидравлические			



ООО «Спецбурком»



ООО «Стройнефтесервис»

Из анализа карты можно сделать вывод, что универсальные превентора и гидравлические задвижки выпускаются обеими фирмами и продажа осуществляется всеми способами, и поэтому существует высокая конкуренция. Плашечные превенторы выпускаются только одной компанией, и продажа осуществляется только одним способом. Следовательно, в данном случае, среди компаний конкуренция низкая.

6.2 Анализ конкурентных технических решений

Для успешного внедрения научной разработки необходимо изучить преимущества и недостатки конкурирующих превенторов, чтобы вносить соответствующие поправки во время создания оборудования для его лучшего продвижения на рынке в будущем.

Конкуренты:

ПУГ – превентор универсальный гидравлический

ЗМГ – задвижка гидравлическая с механическим приводом

ППГ – плашечный превентор гидравлический

Таблица 4 – Оценочная карта для сравнения конкурентных узлов противовыбросового оборудования

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		ПУГ	ЗМГ	ППГ	К пуг	К змг	К ппг
1. Безопасность	0,3	4	3	4	1,2	0,9	1,2
2. Производительность	0,2	3	2	4	0,6	0,4	0,8
3. Габариты	0,1	5	3	4	0,4	0,5	0,4
4. Стоимость оборудования	0,2	4	3	4	0,8	0,6	0,8
6. Простота проведения тех. процесса	0,1	3	3	4	0,3	0,3	0,4
7. Требования к монтажу	0,1	3	3	4	0,3	0,3	0,4
Итого	1	22	17	24	3,6	3,0	4

В таблице 4 представлены основные конкуренты и критерии оценки конкурентоспособности. Каждый показатель конкурентов оценивается по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей определяются в соответствии с их значимостью и в сумме составляют 1. По таблице видим, что ПУГ и ППГ имеют примерно одинаковое количество баллов, ЗМГ значительно им уступает из-за небезопасности процесса и низким уровнем производительности. По баллам ППГ немного превосходит своих конкурентов, это говорит о том, что данный вид оборудования может конкурировать с подобным видом оборудования.

6.3 SWOT-анализ работы превнтор плащечный ППГ-230х35

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный

анализ проекта. SWOT анализ – это метод оценки ситуации и будущих перспектив проекта, основная задача которого: определить сильные и слабые стороны, возможности и угрозы со стороны внешней окружающей среды. На основании анализа делаются вывод: правильно развивается проект, какие риски нужно предусмотреть, что следует делать, каковы перспективы проекта [53].

В данном разделе в качестве проекта рассматриваем модернизацию плащечного превентора ППГ-230х35 путем изменения конструкции паровой рубашки.

Таблица 5 – Матрица SWOT

	Сильные стороны проекта: 1. Высокая надёжность 2. Низкая материалоемкость 3. Высокая производительность 4. Эффективность работы	Слабые стороны проекта: 1. Высокая цена модернизированного корпуса превентора 2. Малое количество специализирующихся организаций для реализации данной модернизации
Возможности проекта: 1. Установка на превентор съемный паровой люк 2. Снижение цен на используемое оборудование 3. Повышение стоимости конкурентных разработок 4. Растущая заинтересованность инвесторов	Результаты анализа полей «Сильные стороны и возможности» 1. Установка съемного парового люка – одно из наиболее весомых технических решений, относящихся к возможностям проекта, т.к. оно взаимосвязано с надежностью; 2. За счёт модернизации ППГ, а именно изменение конструкции паровой рубашки, можно скомпенсировать такие слабости ППГ, как отсутствие циркуляции	Результаты анализа полей «Слабые стороны и возможности» 1. Слабые стороны ликвидируемы за счет достижения высокого уровня безопасности ведения работ; 2. Анализ слабых сторон конкурентных разработок и устранение их свойств в собственном проекте.

	пара в осенне-зимний период; 3. Проект более привлекателен для инвесторов из-за высоких показателей надежности и относительно небольшой стоимости.	
Угрозы проекта 1. Значительное увеличение стоимости преентора 2. Повышение цен на комплектующие материалы для паровой рубашки 3. Усовершенствования конкурентных технических решений 4. Снижение спроса	Результаты анализа полей «Сильные стороны и угрозы» 1. Удорожание за счёт увеличения стоимости материалов; 2. Постоянное усовершенствование технологий, с целью не отставать от конкурентов	Результаты анализа полей «Слабые стороны и угрозы» 1. Основной риск-снижение спроса на изготавливаемую продукцию; Для минимизации угроз необходимо обратить внимание на недостатки данных оборудования.

В результате анализа было установлено, что технический проект имеет такие важные преимущества как высокая надёжность, низкая материалоемкость, высокая производительность и эффективность работы.

Однако присутствует высокая цена, которая обусловлена использованием более современной и технически правильной конструкции преентора. Данный фактор устранять нецелесообразно, так как значительно уменьшится уровень безопасности ведения работ в процессе строительства и ремонта скважин, что в свою очередь повлечет за собой больший уровень несчастных случаев, количество времени простоев буровой установки.

Главными факторами, влияющими на функциональную и бесперебойную работу преентора ППГ, являются поставка материалов и обнаружение повреждений оборудования на ранних стадиях, когда ремонт или замена частей агрегатов не составляет больших затрат.[18]

6.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка, полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения).

В таблице 6 показаны оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации.

Таблица 6 – Оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1.	Определен имеющийся научно-технический задел	5	5
2.	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	5	4
3.	Определены отрасли и технологии для предложения на рынке	4	4
4.	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	4	3
5.	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	5	4
6.	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	5	4
7.	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	5	4
8.	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	5	4
9.	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	5	4
10.	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	5	4
11.	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	4	4
12.	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	4	4
13.	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	5	5
14.	Проработан механизм реализации научного проекта	4	4
	ИТОГО БАЛЛОВ	65	57

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i, \quad (6)$$

где: $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению;

B_i – балл по i -му показателю.

Значение $B_{\text{сум}}$ позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Разработка считается перспективной, так как значение и знания разработчика являются достаточными для успешной ее коммерциализации.

6.5 Сметная стоимость строительства скважины в составе модернизированного превентора ППГ-230х35.

6.5.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины с модернизированным превентором.

Проектная продолжительность T_{np} , ч определяется по формуле:

$$T_{np} = T_n * k, 235,84 * 1,07 = 252,35, \quad (6.1)$$

где T_n , – проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k – поправочный коэффициент.

$$\Delta t$$

$$k = 1,$$

$$t_{np} + t_{кр} + t_{всп} + t_p \quad (6.2)$$

где Δt – затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независимыми от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

t_{np} , $t_{кр}$, $t_{всп}$, t_p – соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года, ч.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения.

Сметный расчет на бурение и крепление приведены в таблице 7

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 7

Таблица 7 – Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
направление	2,18	2,33	0,09
кондуктор	38,41	41,09	1,71
техническая колонна	172,13	184,17	7,67
эксплуатационная колонна	287,81	351,2	14,63
Крепление:			
направление	3,56	3,84	0,16
кондуктор	16,0	17,28	0,72
техническая колонна	32,4	38,12	1,59
эксплуатационная колонна	61,2	66,14	2,75
Итого	613,69	704,17	29,33

Таким образом, произведен сметный расчет на бурение и крепление скважины в составе модернизированного плашечного превентора ППГ-230х35.

6.5.2 Расчет технико-экономических показателей

Рассчитываем технико-экономические показатели проводки скважины:

а) по формуле 6.4 механическая скорость V_M , м/ч

$$H/T_M [34,39], \quad (6.3)$$

где H – глубина скважины, м; T_M – время механического бурения, ч.

$$V_M = 4150 / 480,55 = 9 \text{ м/час}; \quad (6.4)$$

б) по формуле 14 рейсовая скорость V_p , м/ч

$$H / (T_M + T_{сно}) [34,39],$$

где $T_{сно}$ – время спускоподъемных операций, ч

$$V_p = 4150 / (71,74 + 480,55) = 7,5 \text{ м/час};$$

в) по формуле 15 коммерческая скорость V_K , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720) / T_H, \quad (6.5)$$

где T_H – нормативная продолжительность бурения скважин, ч

$$V_K = 4150 \cdot 720 / 613,69 = 4868 \text{ м/ст.мес};$$

г) по формуле 16 проходка на долото h_d , м [34.39]

$$H / n, \quad (6.6)$$

где n – количество долот;

$$h_d = 4150 / 5,7 = 728 \text{ м.}$$

Себестоимость одного метра строительства скважины находим по формуле 6.7

$$C_{clm} = (C_{cm} - \Pi_n) / H, \quad (6.7)$$

где C_{cm} – сметная стоимость строительства скважины, рублей;

Π_n – плановые накопления, рублей

$$C_{clm} = (105196124 - 40599) / 4150 = 25338 \text{ рублей.}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 8

Таблица 8– Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	4150
Продолжительность бурения, суток	7,5
Механическая скорость, м/ч	9
Рейсовая скорость, м/ч	7,5
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	4868
Проходка на долото, м	728
Стоимость одного метра	25338

Таким образом, были произведены расчеты технико-экономических показателей проводки скважины в составе модернизированного превентора ППГ-

230х35, таких как: механической скорости, которая равна 9 м/ч, рейсовой скорости – 7,5 м/ч, коммерческой скорости – 4868 м/ст.-мес., расчет проходки на долото – 728м, расчет себестоимости одного метра строительства скважины – 25338 рублей.

6.6 Планирование научно-исследовательских работ

6.6.1 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы приведен в таблице 9

Таблица 9 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Выбор направления исследований	Руководитель, Инженер
	3	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Руководитель, Инженер
	6	Проведение экспериментов	Инженер

Продолжение таблицы 9- Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

	7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	Руководитель, Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка полученных результатов	Руководитель, Инженер
	9	Определение целесообразности проведения ВКР	Руководитель, Инженер
Оформление комплекта документации по ВКР	10	Составление пояснительной записки	Инженер

6.6.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Определение ожидаемой (средней) трудоемкости выполнения:

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{mini}} + 2t_{\text{max}i}}{5} \quad (6.8)$$

где $t_{\text{ож}i}$ – наиболее вероятное время в течение, которого должна быть выполнена работа, чел-дни;

t_{mini} – минимальное время для выполнения данного этапа при благоприятном стечении обстоятельств, чел-дни;

$t_{\text{max}i}$ – максимальное время для выполнения данного этапа при неблагоприятном стечении обстоятельств, чел-дни.

Исходя из ожидаемой трудоемкости, рассчитывается продолжительность каждой работы в рабочих днях:

$$T_{\text{pi}} = \frac{t_{\text{ож}i}}{\text{Ч}_i}, \quad (6.9)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дней;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел-дни;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

6.6.3 Разработка графика проведения научного исследования

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} \quad (7)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (7.1)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

В 2020 году 366 календарных дней, из них 104 выходных и 14 праздничных дней. Тогда коэффициент календарности равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{366}{366 - 104 - 14} = 1,48.$$

В таблице 10 представлены временные показатели проведения научно-исследовательской работы.

Таблица 10 - Временные показатели проведения научного исследования

№	Наименование работ	Трудоемкость работ			Исполнители	T_p , раб. дн.	T_{ki} , кал. дн.
		t_{\min} , чел-дн.	t_{\max} , чел-дн.	$t_{ож}$, чел-дн.			






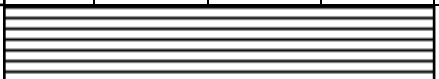



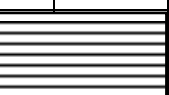
Продолжение таблицы 10 - Временные показатели проведения научного исследования


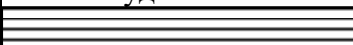
1	Составление и утверждение технического задания	2	3	2,4	Р	2,4	4
2	Выбор направления исследований	2	3	2,4	Р, С	1,2	2
3	Подбор и изучение материалов по теме	10	15	12	С	12	18
4	Календарное планирование работ по теме	2	3	2,4	Р, С	1,2	2
5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	5	6	5,4	Р, С	2,7	4
6	Проведение экспериментов	25	27	25,8	С	25,8	38
7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	7	10	8,2	Р, С	4,1	6
8	Оценка полученных результатов	5	7	5,8	Р, С	2,9	4
9	Определение целесообразности проведения ВКР	2	3	2,4	Р, С	2,4	4
10	Составление пояснительной записки	10	15	12	С	12	18

Р – руководитель; С – студент.

На основе таблицы 10 был построен календарный план-график в виде диаграммы Ганта.

Таблица 11– Календарный план-график проведения научно-исследовательской и опытно-конструкторской работы

Вид работы	Исполнители	T_{ki} , дней	Продолжительность выполнения работ									
			февраль		март			апрель			май	
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
Составление и утверждение технического задания	Руководитель	4										
Выбор направления исследований	Руководитель, Студент	2										
Подбор и изучение материалов по теме	Студент	18										
Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Студент	2										
Проведение теоретических расчетов и обоснований	Руководитель, Студент	4										
Проведение экспериментов	Студент	38										
Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	Руководитель, Студент	6										
Оценка полученных результатов	Руководитель, Студент	4										
Определение целесообразности проведения ВКР	Руководитель, Студент	4										
Составление пояснительной записки	Студент	18										

Руководитель	Студент
	

6.7 Бюджет научно-технического исследования

6.7.1 Сырье, материалы, покупные изделия

В эту статью включаются затраты на приобретение всех видов материалов и комплектующих изделий, необходимых для выполнения работ по данной теме. Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. Результаты по данной статье приведены в таблице 12

Таблица 12 –Материалы, комплектующие изделия

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Листовой нержавеющей металл	кг	30	6000	6000
Электроды «ЦТ-15»	кг	0,5	1800	900
Крепеж резьбовой	кг	0,5	1100	550
Лакокрасочное покрытие	л	1	250	250
Всего за материалы				7700
Транспортно-заготовительные расходы (3-5%)				308
Итого по статье C_m				8008

6.7.2 Расчёт материальных затрат НТИ

В стоимость материальных затрат включается стоимость материалов, которые используются при проектировании системы электроснабжения металлургического завода, а именно канцелярских принадлежностей.

Таблица 13 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб	Затраты на материалы, руб .
Ручка	шт.	2	35	70
Тетрадь	шт.	5	40	200
Бумага	лист.	200	2	400
Картридж	шт.	3	700	2100
Папка	шт.	1	20	20
Итого :				2790

6.7.3 Расчет затрат на оборудование для научных (экспериментальных) работ.

Расчеты по приобретению оборудования, которое есть у организации, но используется для каждого исполнения конкретной темы, сводятся в таблицу 14.

Таблица 14 – Бюджет на приобретение оборудования

№	Наименование оборудования	Кол – во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб
1	ПК	1	85,000	85,000
Итого :				85,000

7 Расчёт амортизационных отчислений

Написание выпускной квалификационной работы по плану занимает 5 месяцев. Для моделирования и проведения расчётов используется персональный компьютер первоначальной стоимостью 60000 рублей. Срок полезного использования для офисной техники составляет от 2 до 3 лет.

Норма амортизации H_A рассчитывается как:

$$H_A = \frac{1}{T} \cdot 100\%, \quad (7.2)$$

где T – срок полезного использования, лет.

Если принять срок полезного использования равным 3 годам, тогда норма амортизации H_A :

$$H_A = \frac{1}{3} \cdot 100\% = 33,3\%. \quad (7.3)$$

Годовые амортизационные отчисления:

$$A_{год} = 60000 \cdot 0,33 = 19800 \text{ руб.} \quad (7.4)$$

Ежемесячные амортизационные отчисления:

$$A_{мес} = \frac{19800}{12} = 1650 \text{ руб.} \quad (7.5)$$

Итоговая сумма амортизации основных средств:

$$A = 1650 \cdot 5 = 8250 \text{ руб.} \quad (7.6)$$

7.1 Затраты на заработную плату

7.1.1 Основная заработная плата

Статья включает основную заработную плату и дополнительную заработную плату. Также включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада.

Основная заработная плата ($З_{осн}$) рассчитывается по формуле:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_p, \quad (7.7)$$

где $Z_{он}$ – среднедневная заработная плата работника, руб;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{он} = \frac{Z_{м} \cdot M}{F_{д}}, \quad (7.8)$$

где M – количество месяцев работы без отпуска в течение года;

при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

$F_{д}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно технического персонала

Таблица 15– Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	118	118
Потери рабочего времени (отпуск + выходные дни)	10	10
Действительный годовой фонд рабочего времени	199	199

Месячный должностной оклад работника рассчитывается по формуле:

$$Z_{м} = Z_{мс} \cdot (1 + k_{np} + k_{д}) \cdot k_{р},$$

где $Z_{мс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

k_{np} – премиальный коэффициент, равный 0,3 (30% от $Z_{мс}$);

$k_{д}$ – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5;

$k_{р}$ – районный коэффициент, для Томска равный 1,3.

$$Z_{м(р)} = 49897 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 97299,15 \text{ руб}; \quad (7.9)$$

$$Z_{м(с)} = 35150 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 68542,5 \text{ руб}. \quad (8)$$

$$З_{дн(р)} = \frac{97299,15 \cdot 10,4}{199} = 5084,98 \text{ руб}; \quad (8.1)$$

$$З_{дн(с)} = \frac{68542,5 \cdot 10,4}{199} = 3582,12 \text{ руб}. \quad (8.2)$$

$$З_{осн(р)} = 5084,98 \cdot 11 = 55934,78 \text{ руб}; \quad (8.3)$$

$$З_{осн(с)} = 2563 \cdot 99 = 386868,96 \text{ руб}. \quad (8.4)$$

Таблица 16 – Сводная таблица заработной платы

Исполнит	Категор	З _{тс,р}	<i>k</i>	<i>k</i>	<i>k</i>	З _{м,}	З _{дн,}	Т _{р,ра} н.	З _{осн, руб.}
Руководи	Доцент,	498	0	0	1	972	508	11	55934,78
Студент	Инжене	351	0	0	1	685	358	99	386868,9
Итого									442803,7

Дополнительная заработная плата рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{доп} = k_{доп} \cdot З_{осн}, \quad (8.5)$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

$$З_{доп(р)} = 0,13 \cdot 55934,78 = 7271,52 \text{ руб}; \quad (8.6)$$

$$З_{доп(с)} = 0,13 \cdot 386868,96 = 50292,96 \text{ руб}. \quad (8.7)$$

Общая заработная плата исполнителей работы представлена в таблице 17

Таблица 17 – Сводная таблица общей заработной платы исполнителей

Исполнитель	З _{осн, руб.}	З _{доп, руб.}	З _{зн, руб.}
Руководитель	55934,78	7271,52	63206,3
Инженер	386868,96	50292,96	437161,86
Итого			500368,16

7.2.1 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}), \quad (8.8)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.), 30%.

$$З_{внеб(р)} = 0,3 \cdot (55934,78 + 7271,52) = 18961,89 \text{ руб}; \quad (8.9)$$

$$З_{внеб(с)} = 0,3 \cdot (386868,96 + 50292,96) = 131148,55 \text{ руб}. \quad (9)$$

Таблица 18- Сводная таблица отчислений во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб	Дополнительная заработная плата, руб	Отчисления во внебюджетные фонды, руб
Руководитель	55934,78	7271,52	18961,89
Инженер	386868,96	50292,96	131148,55
Итого			150110,44

7.3.1 Накладные расходы

Накладные расходы составляют 80-100 % от суммы основной и дополнительной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнение темы.

$$З_{внеб} = k_{накл} \cdot (З_{осн} + З_{доп}), \quad (10)$$

где $k_{накл}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

$$З_{накл(р)} = 0,8 \cdot (55934,78 + 7271,52) = 40431,28 \text{ руб}; \quad (10.1)$$

$$З_{накл(с)} = 0,8 \cdot (386868,96 + 50292,96) = 250230,8 \text{ руб}. \quad (10.2)$$

Таблица 19- Сводная таблица накладных расходов

Исполнитель	Основная заработная плата, руб	Дополнительная заработная плата, руб	Отчисления во внебюджетные фонды, руб
Руководитель	55934,78	7271,52	50565,04

Инженер	386868,96	50292,96	349729,53
Итого:			400294,57

Таблица 20– Сумма затрат

Элементы затрат	Стоимость, руб.
1. Материальные затраты	87790
2. Амортизация оборудования	3793
3. Затраты на основную заработную плату	442803,74
4. Затраты на дополнительную заработную плату	57564,48
5. Затраты на социальные нужды	150110,44
6. Накладные затраты	400294,57
Итого:	1142355,49

Из данных таблицы видно, что большую долю всех затрат из бюджета научно-технического исследования составляют затраты на основную заработную плату и накладные расходы. Самые малые доли от общих затрат имеют материальные затраты НТИ и амортизационные отчисления. Все затраты проекта могут быть реализованы, так как оказались ожидаемы.

При планировании бюджета НТИ обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением, что составило 1 142 355,49 руб. В процессе формирования бюджета использованы группировки по статьям.[19]

7.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат двух вариантов исполнения научного исследования. Для сравнения выбраны проектируемый превентор ППГ(испл 1) и

превентор ППГ (испл 2).

Примем, что максимальная стоимость проектирования превентора составляют 1 200 000 руб.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{1142355,49}{1\,200\,000} = 0,95, \quad (10.3)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп}}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения, таблица 21;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения проекта.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (10.4)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в таблице 22.

Таблица 21 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2
1.Безопасность	0,1	4	4
2. Удобство в эксплуатации	0,2	4	4
3. Блочность конструкций	0,25	4	4
4. Надежность	0,3	4	3
5. Материалоемкость	0,15	5	4
ИТОГО	1	4,15	3,7

$$I_{\text{р-испл1}} = (4 \cdot 0,1) + (4 \cdot 0,2) + (4 \cdot 0,25) + (4 \cdot 0,3) + (5 \cdot 0,15) = 4,15; \quad (10.5)$$

$$I_{\text{р-испл2}} = (4 \cdot 0,1) + (4 \cdot 0,2) + (4 \cdot 0,25) + (3 \cdot 0,3) + (4 \cdot 0,15) = 3,7. \quad (10.6)$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки

определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{испл1}} = \frac{I_{\text{р-испл1}}}{I_{\text{финр}}} = \frac{4,15}{0,95} = 4,37; \quad I_{\text{испл2}} = \frac{I_{\text{р-испл2}}}{I_{\text{финр}}} = \frac{3,7}{0,96} = 3,9.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{\text{ср}}$):

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{испл1}}}{I_{\text{испл2}}} = \frac{4,37}{3,9} = 1,12. \quad (10.7)$$

Таблица 22 - Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Испл.1	Испл.2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,95	0,95
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,15	3,7
3	Интегральный показатель эффективности	4,37	3,9
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,12	

Сравнив значения интегральных показателей эффективности можно сделать вывод, что с позиции финансовой и ресурсной эффективности наиболее экономичным будет вариант исполнения 1.[18]

Выводы по разделу «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Результат анализа конкурентоспособности технических решений проекта показал, что проект, благодаря своим повышенным показателям производительности является конкурентоспособным по сравнению с конкурентом.

В таблице SWOT-анализа были описаны сильные и слабые стороны проекта, а также выявлены возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. Были приняты решения по минимизации угроз и слабых сторон проекта.

Был разработан график проведения научного исследования, в котором было произведено распределение обязанностей по научно-исследовательской работе и рассчитано время, необходимое для выполнения работы. На котором видно, что большая часть работы ложится на инженера. Для повышения экономической эффективности и снижения трудоемкости планируется ввести современные методы проработки чертежей с применением программ САПР.

Также был сформирован бюджет затрат НТИ, который составил 1 142 355,49 руб., из которого 87790 руб. уходит на материальные затраты, 3793 руб. на амортизацию, 442803,74 руб. на заработную плату, 57564,48 руб. на дополнительную заработную плату, 150110,44 руб. на социальные нужды, 400294,57 руб. на накладные расходы.

В разделе определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта был рассчитан интегральный показатель эффективности, который составил 4,37, что с позиции финансовой и ресурсной эффективности наиболее экономичным по сравнению с конкурентом.

8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Объектом исследования является противовыбросовое оборудование, а именно корпус плашечного превентора ППГ-230х35 данное оборудование предназначено для герметизации устья нефтяных и газовых скважин в процессе их строительства и ремонта, с целью безопасного ведения работ и охраны окружающей среды от загрязнения в умеренном и холодном макроклиматических районах. Оборудование противовыбросовое (ОП) представляет собой комплекс, состоящий из сборки превенторов, манифольда и гидравлического управления превенторами, предназначенный для управления проявляющей скважиной в целях обеспечения безопасных условий труда персонала.

Цель данной работы состоит в аналитике используемого противовыбросового оборудования на буровых установках для разработки и разведки нефтяных и газовых месторождений, как в Томской области, так и по всей территории Российской Федерации. А также анализ модернизации корпуса плашечного превентора ППГ-230х35 для обеспечения надежности работы в условиях экстремальных температур.

На сегодняшний день нефтегазовый комплекс играет главную роль в экономике Российской Федерации. Поэтому довольно актуальным является строительство нефтяных и газовых скважин. С каждым годом объем добычи черного золота увеличивается. В связи с этим требуется постоянная модернизация бурового оборудования для повышения эффективности нефтегазового производства.

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

8.1.1 Общие требования охраны труда

Бурение — это очень сложный технологический процесс, который требует четкого и неукоснительного соблюдения требований охраны труда и промышленной безопасности. К самостоятельной работе на установках горизонтально и вертикально направленного бурения допускаются лица, достигшие 18 лет, имеющие соответствующую квалификацию, подтвержденную документом о

профессиональном обучении; прошедшие обязательный предварительный медицинский осмотр и не имеющие противопоказаний по состоянию здоровья к выполнению данного вида работ;

- прошедшие вводный и первичный на рабочем месте инструктажи по охране труда, вводный и первичный на рабочем месте инструктажи по пожарной безопасности и гражданской обороне;

- инструктаж по электробезопасности с присвоением 1 группы допуска;

- обученные безопасным методам и приемам ведения работ (включая погрузо-разгрузочные работы, работы на высоте), правилам оказания первой помощи при несчастном случае на производстве.

При необходимости персонал, допущенный к работе на установках, должен проходить целевой инструктаж по охране труда (перед выполнением: работ с повышенной опасностью, на которые в соответствии с нормативными документами требуется оформление наряда-допуска), разрешения или других специальных документов; разовых работ, в том числе не связанных с прямыми обязанностями по специальности, профессии; иных работ с повышенным риском опасного воздействия на организм работающего; работ при ликвидации последствий аварий, стихийных бедствий и т.п.). Персонал, допущенный к работе на установках, должен хорошо знать и строго соблюдать все необходимые требования, в том числе по охране труда, пожарной и электробезопасности, производственной санитарии.[1]

8.1.2 Общие положения трудового законодательства для работы

вахтовым методом

Вахтовый метод - особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

Вахтовый метод применяется при значительном удалении места работы от места постоянного проживания работников или места нахождения работодателя в целях сокращения сроков строительства, ремонта или реконструкции объектов производственного, социального и иного назначения в необжитых, отдаленных

районах или районах с особыми природными условиями, а также в целях осуществления иной производственной деятельности.

Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности указанных работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха, либо в приспособленных для этих целей и оплачиваемых за счет работодателя общежитиях, иных жилых помещениях.

Порядок применения вахтового метода утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 настоящего Кодекса для принятия локальных нормативных актов.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха.

Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В исключительных случаях на отдельных объектах продолжительность вахты может быть увеличена работодателем до трех месяцев с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 настоящего Кодекса для принятия локальных нормативных актов.

При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год.

В указанном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни нахождения в пути к месту работы и обратно в рабочее время не включаются и могут приходиться на дни междувахтового отдыха.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

-устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для

лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях-предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих: в районах Крайнего Севера, - 24 календарных дня;
-в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней.[1]

8.1.3 Эргономические требования рабочего места для слесаря по обслуживанию бурового оборудования

Ремонт и обслуживание бурового оборудования производить на рабочих площадках имеющих ровное и плотное покрытие. При этом ремонтируемые механизмы должны размещаться вне зоны возможного обрушения земляных пород. Размеры площадки должны обеспечивать свободное и удобное для монтажа размещение узлов оборудования.

Инструмент, приспособления и необходимые для ремонта материалы должны быть расположены в удобном и безопасном для пользования порядке, проходы не должны быть загромождены и захламлены. Рабочее место должно быть хорошо освещено.[2]

8.2 Производственная безопасность

8.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов

Таблица 23 - Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	

1. Превышение уровня шума	+	+	-	- ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. [30] - ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. [31] - ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. [32] - ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. [33] - ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. [34]
2. Отклонение показателей микроклимата	-	+	-	
3. Вредные вещества в отходах производства	+	+	-	
4. Вероятность возникновения взрыва	-	+	+	
5. Защита от поражения электрическим током	-	+	+	

8.2.2 Превышение уровня шума

Повышенным источником шума в процессе разработки проектируемого решения являются шлифовальные и резбообрабатывающие станки, которые применяются для изготовления модернизированного корпуса плашечного превентора ППГ-230х35. Шум на рабочем месте оказывает раздражающее влияние на работника, повышает его утомляемость, а при выполнении задач, требующих внимания и сосредоточенности, способен привести к росту ошибок и увеличению продолжительности выполнения задания. Длительное воздействие шума влечет тугоухость работника вплоть до его полной глухоты.

Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

Нарушения слуха - проблема не только здоровья отдельного работника, но и безопасности труда как его самого, так и третьих лиц. Прежде всего это касается таких профессий, как пилоты гражданской авиации, водители транспортных средств и другие профессии высокого риска.

На работодателе лежит основная ответственность за обеспечение

безопасности при воздействии шума на работников. В первую очередь он должен обеспечить посредством принятия соответствующих мер соблюдение гигиенических нормативов и снижение риска, связанного с воздействием шума на работников. Эти меры могут включать в себя, в частности:

- проектирование рабочих мест с учетом допустимого уровня риска;
- использование малошумных машин;
- оптимальное размещение шумных машин, позволяющее минимизировать воздействие шума на рабочем месте;
- привлечение к работам лиц, не имеющих медицинских противопоказаний по шуму, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований с применением средств аудиометрии;
- обучение работников правильному применению машин, уменьшающему риск появления у них профессиональной тугоухости.

Норма уровня шума на рабочих местах – это 80 дБА. Максимальные уровни звука А, измеренные с временными коррекциями S и I, не должны превышать 110 дБА и 125 дБА соответственно. А пиковый уровень звука С не должен превышать 137 дБС.

Защиты слуха от шума производится с помощью следующих средств:

- противошумных наушников, закрывающих ушную раковину снаружи;
- противошумных вкладышей, перекрывающих наружный слуховой проход .[8]

7.2.3 Вредные вещества

Вредные вещества вызывают раздражение слизистых оболочек дыхательных путей и оседая в легких, практически не попадая в круг кровообращения вследствие плохой растворимости в биологических средах (крови, лимфе). В основном - это пыли металлов (чугунная, железная, медная, алюминиевая и др.), пластмассовая, наждачная. Эти пыли будут образовываться при производстве (металлообработке, литье) модернизированного корпуса плащечного превентора ППГ-230х35.

Таблица 24 –ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны

п/п	Наименование вещества	Величина предельно допуст. конц. в мг/м ³
1.	Пыль железного и никелевого агломерата	4

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК), используемых при проектировании производственных зданий, технологических процессов, оборудования, вентиляции, для контроля за качеством производственной среды и профилактики неблагоприятного воздействия на здоровье работающих.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны подлежит систематическому контролю для предупреждения возможности превышения предельно допустимых концентраций - максимально разовых рабочей зоны.

При одновременном содержании в воздухе рабочей зоны нескольких вредных веществ разнонаправленного действия ПДК остаются такими же, как и при изолированном воздействии.

При одновременном содержании в воздухе рабочей зоны нескольких вредных веществ однонаправленного действия (по заключению органов государственного санитарного надзора) сумма отношений фактических концентраций каждого из них (K_1, K_2, \dots, K_n) в воздухе к их ПДК ($ПДК_1, ПДК_2, \dots, ПДК_n$) не должна превышать единицы

$$\frac{K_1}{ПДК_1} + \frac{K_2}{ПДК_2} + \dots + \frac{K_n}{ПДК_n} \leq 1 \quad (10.8)$$

При обнаружении в воздухе рабочей зоны вредных и опасных веществ для защиты работающих должны быть использованы средства индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД).

К средствам СИЗОД относятся фильтрующие респираторы, обеспечивающие защиту человека в условиях достаточного содержания свободного кислорода в воздухе (не менее 18%) и ограниченного содержания вредных веществ.[5]

8.2.4 Взрывоопасность

При эксплуатации модернизированного плашечного превентора ППГ-230х35 взрывоопасность в процессе строительства скважины представляют аварийные работы, а именно: прихват бурового инструмента или эксплуатационной колонны, одним из способов ликвидации которого является нефтяная ванна, пары и нефтяная пленка в емкостях буровой установки несут высокую опасность взрыва. Сварочные работы на буровой установке при проведении данного процесса строго запрещены.

Производственные процессы должны разрабатываться так, чтобы вероятность возникновения взрыва на любом взрывоопасном участке в течение года не превышала 10^{-6}

В случае технической или экономической нецелесообразности обеспечения указанной вероятности возникновения взрыва производственные процессы должны разрабатываться так, чтобы вероятность воздействия опасных факторов взрыва на людей в течение года не превышала 10^{-6} на человека. При этом принятое значение вероятности возникновения взрыва на любом взрывоопасном участке производственного процесса должно быть обосновано и согласовано в установленном порядке с органами государственного надзора.

Взрывобезопасность производственных процессов должна быть обеспечена взрывопредупреждением и взрывозащитой, организационно-техническими мероприятиями.

Все производственные процессы должны удовлетворять требования настоящего ГОСТ 12.1.010-76 система стандартов безопасности труда

и действующие нормы технологического проектирования, утвержденным в установленном порядке, а также нормам и правилам безопасности, утвержденным соответствующими органами государственного надзора.

Конкретные требования взрывобезопасности к отдельным производственным процессам должны быть установлены нормативно-технической документацией на эти процессы.

Организационные и организационно-технические мероприятия по обеспечению взрывобезопасности должны включать:

- разработку системы инструктивных материалов средств наглядной агитации, регламентов и норм ведения технологических процессов, правил обращения со взрывоопасными веществами и материалами;
- организацию обучения, инструктажа и допуска к работе обслуживающего персонала взрывоопасных производственных процессов;
- осуществление контроля и надзора за соблюдением норм технологического режима, правил и норм техники безопасности, промышленной санитарии и пожарной безопасности;
- организацию противоаварийных, газоспасательных и горноспасательных работ и установление порядка ведения работ в аварийных условиях.[1]

8.2.8 Электробезопасность

При монтаже и обслуживании противовыбросового оборудования обязательным условием является защитное заземление или зануление, которое должно обеспечивать защиту людей от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции. Особую опасность для жизни людей при монтаже или обслуживании противовыбросового оборудования на устье скважины, представляет отсутствие заземления на вертикальном шламовом насосе ВШН-150\30 смонтированный в забурочной яме. Прямым источником опасности при отсутствии заземления, может являться неисправный (замкнувший) электродвигатель вертикального шламового насоса ВШН 150\30.

Защитное заземление следует выполнять преднамеренным электрическим соединением металлических частей электроустановок с "землей" или ее эквивалентом.

Зануление следует выполнять электрическим соединением металлических частей электроустановок с заземленной точкой источника питания электроэнергией при помощи нулевого защитного проводника.

Защитному заземлению или занулению подлежат металлические части электроустановок, доступные для прикосновения человека и не имеющие других видов защиты, обеспечивающих электробезопасность.

Защитное заземление или зануление электроустановок следует выполнять при номинальном напряжении 380 В и выше переменного тока и 440 В и выше постоянного тока - во всех случаях.

Материал, конструкция и размеры заземлителей, заземляющих и нулевых защитных проводников должны обеспечивать устойчивость к механическим, химическим и термическим воздействиям на весь период эксплуатации.

К средствам коллективной защиты от поражения электрическим током относят:

- заземление, зануление и отключение корпусов электрооборудования, которые могут быть под напряжением;
- применение безопасного напряжения 12-36 В;
- предупредительные плакаты (их принято вывешивать у опасных мест);
- защитные ограждения;
- автоматические воздушные выключатели.

К средствам индивидуальной защиты от поражения электрическим током до 1000 В относят:

- диэлектрические перчатки;
- изолирующие токоизмерительные клещи;
- монтерский инструмент с изолированными рукоятками;
- токоискатели;
- диэлектрические галоши;
- коврики;
- изолирующие подставки.[3]

8.3 Экологическая безопасность

8.3.1 Выбросы в атмосферу

Потенциальным источником загрязнения атмосферы при эксплуатации противовыбросового оборудования является газонефтеводопроявление. При открытом фонтане возникает выброс пластового флюида нефти, газа через устье скважины, что приводит к загрязнению атмосферного воздуха.

Для предотвращения загрязнения атмосферного воздуха необходимо строго соблюдать нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" с целью недопущения выбросов.

8.3.2 Загрязнение гидросферы

Загрязнение гидросферы при эксплуатации неисправного противовыбросового оборудования может происходить в следующих случаях:

- разливы бурового раствора и нефтепродуктов на грунт с последующем загрязнением грунтовых вод;
 - загрязнением воды нефтепродуктами и химическими реагентами;
- Методы защиты:
- своевременная проверка и протяжка болтовых и фланцевых соединений противовыбросового оборудования и желоба для бурового раствора;
 - своевременное проведение технического диагностирования трубопроводов.

Среди существующих в настоящее время способов очистки загрязненной нефтепродуктами воды самыми эффективными являются следующие: механический, химический и биологический способ.

8.3.3 Загрязнение литосферы

Зачастую при бурении скважин происходит обрыв или разгерметизация рукавов высокого давления гидропривода противовыбросового оборудования и утечка гидравлической жидкости. Количество гидравлического масла выливающегося при обрыве или разгерметизации рукавов высокого давления составляет от 10 до 400 литров.

Загрязнение почвы нефтепродуктами влияет на весь комплекс морфологических, физических, физико-химических, биологических свойств почвы, определяющих ее плодородные и экологические функции. Под влиянием нефтепродуктов увеличивается количество водопрочных частиц почвы размером больше 10 мм, происходит агрегирование почвенных частиц, содержание глыбистых частиц увеличивается, а содержание агрономически ценных мелких частиц уменьшается. Почвы, насыщенные нефтепродуктами, теряют способность впитывать и удерживать влагу. Гидрофобные частицы нефтепродуктов затрудняют поступление влаги к корням растений, что приводит к их физиологическим изменениям. Изменение физических свойств почвы приводит к вытеснению воздуха нефтепродуктами, нарушению поступления воды, питательных веществ, что является главной причиной торможения развития роста растений и их гибели.

При случайном разливе жидких масел, содержащих нефтепродукты, место разлива засыпают песком или сорбентом, который затем аккуратно собирают в прочный пластиковый пакет и помещают в специальный контейнер с плотно закрывающейся крышкой. Песок или сорбент, загрязненный нефтепродуктами, в последующем передается на утилизацию специализированному предприятию, с которым заключен договор.

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Возможные ЧС: нефтегазоводопроявление, разгерметизация буровых насосов и бурового манифольда, возгорание буровой установки, разрушение оборудования, поражение электрическим током, отравление химическими

реагентами.

Наиболее типичная ЧС является нефтегазоводопроявление

Причины:

- неправильное планирование проведения работ;
- возникновение процессов поглощения жидкости в стволе скважины;
- неверные действия при выполнении спуско-подъёмных работ вследствие чего снижается уровень жидкости в колонне.

Меры предотвращения:

- ступенчатое глушение скважины;
- двухстадийное глушение скважины при газонефтеводопроявлении;
- ожидание утяжеления скважины.

К наиболее опасным местам на буровой установке относятся:

- насосный блок;
- роторная площадка;
- кронблок;
- маршевые лестницы;
- устье;
- приемные мостки;
- электрические шкафы.

Для обеспечения безопасной работы требуется соблюдать следующие правила:

- к работе должен допускаться только квалифицированный персонал;
- все работники должны проходить инструктаж по пожарной безопасности, промышленной безопасности и производственной санитарии;
- при выполнении текущего обслуживания и ремонта оборудования на взрывопожароопасных объектах необходимо применять искробезопасный инструмент;
- обслуживающий персонал на рабочем месте должен находиться в спецодежде, спецобуви и применять средства индивидуальной защиты;
- объект должен быть обеспечен аптечкой с набором инструментов и перевязочных

материалов для оказания доврачебной помощи;

- во избежание возможности образования взрывоопасных концентраций газа необходимо обеспечить герметичность трубопроводов и аппаратов.[1]

8.5 Заключение по разделу

В данном разделе «Социальная ответственность» объектом исследования являлось противовыбросовое оборудование в частности плащечный превентор ППГ-230х35.

В первом пункте были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Во втором пункте была рассмотрена производственная безопасность по ГОСТ. Проведен анализ вредных и опасных факторов и обоснование мероприятий по снижению воздействия опасных факторов при эксплуатации буровой установки.

В третьем пункте была рассмотрена экологическая безопасность. Выделены факторы влияющие на загрязнение атмосферы, гидросферы, литосферы. Выявлены источники загрязнения, нормы на загрязнение атмосферы. Методы защиты.

В четвертом пункте была рассмотрена безопасность в чрезвычайных ситуациях. Перечислены возможные типы ЧС и выбрана и рассмотрена наиболее типичная ЧС и выявлены методы предотвращения.

Заключение

Оборудование противовыбросовое предназначено для герметизации устья нефтяных и газовых скважин в процессе их строительства и ремонта с целью безопасного ведения работ, предупреждения выбросов и открытых фонтанов, охраны окружающей среды.

По правилам безопасности в нефтегазодобывающей промышленности установка противовыбросового оборудования обязательна при бурении на разведочных площадях, газоконденсатных и газовых месторождениях и на месторождениях с аномально высокими пластовыми давлениями. Устье скважины оборудуется превенторами после спуска и цементировании кондуктора и промежуточной колонны. Противовыбросовое оборудование испытывается на прочность и герметичность.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы был проведен обзор основного противовыбросового оборудования. Для расчетов был выбран плашечный превентор ППГ-230х35. В расчетной части по исходным данным был проведен расчет расчет штока, а также расцет гидроцилиндра и крышки превентора.

Так же был проведен анализ рынка конкурентов и посчитана стоимость проведенного исследования. Рассмотрена производственная и экологическая безопасность, нормы трудового законодательства.

Список используемой литературы

1. ГОСТ 12.0.003-2015 – Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
2. ГОСТ 12.2.003-91 – Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
3. ГОСТ 12.2.062-81 – Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
4. ГОСТ 12.4.011-89 – Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
5. ГОСТ 12.1.005-88 – Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
6. СанПиН 2.2.4.548-96 – Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
7. ГОСТ 12.4.026-2001 – Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний.
8. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.
9. ГОСТ 31192.2-2005 Вибрация. Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека.
10. СанПиН 2.2.4.3359-16 – Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
11. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.
12. Баграмов Р.А. Геологическая энциклопедия, 2005.
13. Гульянц Г.М. Справочное пособие по противовыбросовому оборудованию скважин, 2004.
14. Колчерин В.Г., Колесников И.В., Кирилюк В.Г, Антонов И.В., Иткис М.Я. Противовыбросовое оборудование, 2004.

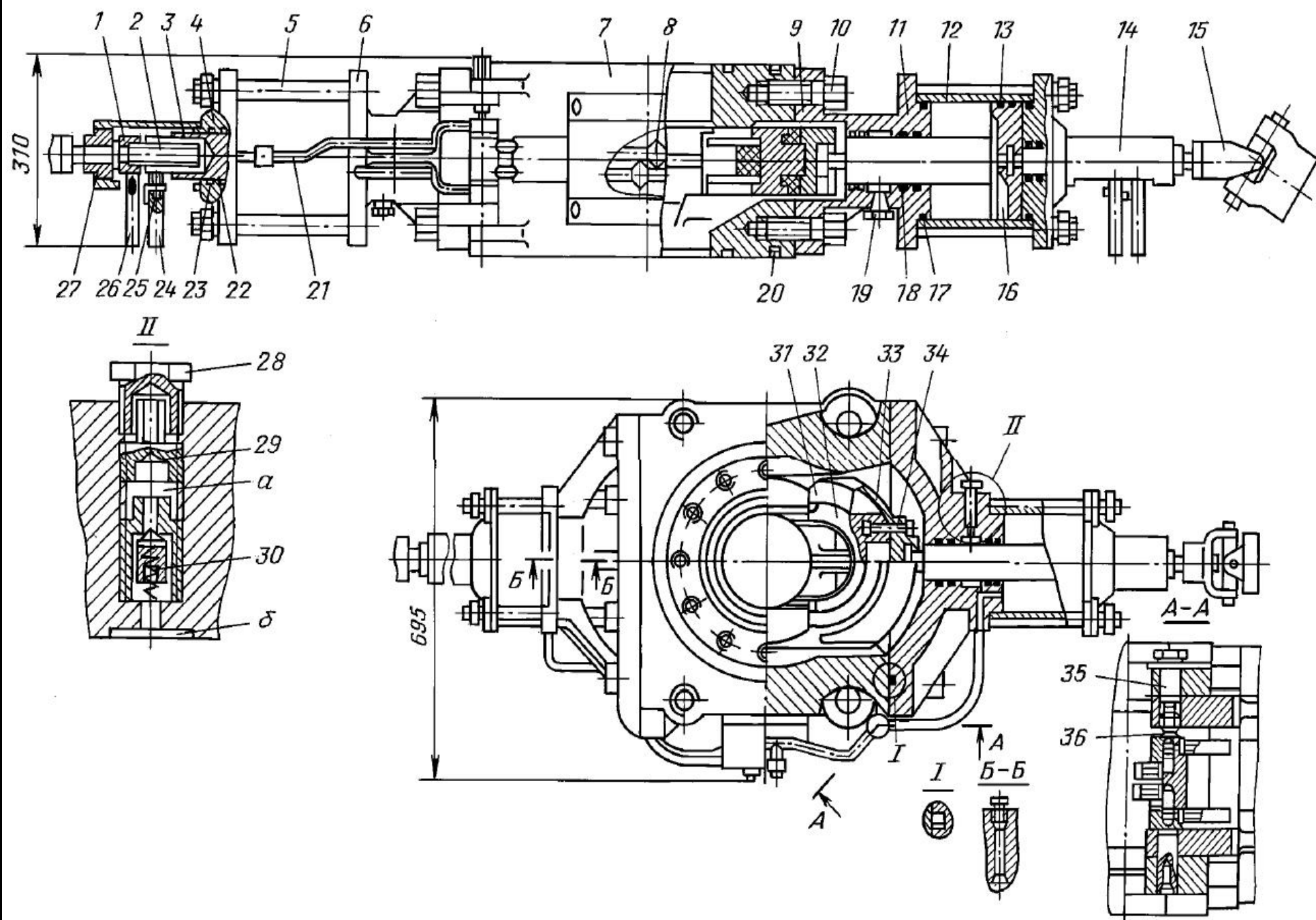
15. Кузнецов В.С. Обслуживание бурового оборудования.

16. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000.

17. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. Москва, 2003.

18. Основы менеджмента (нефтяная и газовая промышленность) : учебник / А. Ф. Андреев [и др.] ; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина (РГУ Нефти и Газа) ; под ред. А. Ф. Андреева. – М. : Нефть и газ, 2007.


19. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности : учебник / Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина; Под ред. В. Ф. Дунаева. – М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2004.



Плащечный превентор ППГ 230x35:

1 — гайка; 2 — вал; 3 — шток; 4, 14 — крышки; 5 — шпилька; 6, 11 — откидные крышки с гидроцилиндром; 7 — корпус превентора; 8 — распределительный коллектор; 9 — армированное уплотнение; 10, 29, 34, 35 — винты; 12 — цилиндр; 13, 17, 18, 22 — резиновые уплотнительные кольца; 15 — вилка; 16 — поршень; 19 — пробка; 20 — паропровод; 21 — маслопровод; 23 —сальниковое кольцо; 24, 26 — пальцы; 25 — ось; 27 — втулка; 28 — пробка; 30 — обратный клапан; 31 — уплотнение плашки; 32 — вкладыш; 33 — корпус плашки; 36 — пружинное кольцо; а, б — полости для уплотнительного смазочного материала

Инв. № подл	Подп. и дата				Лист	
	Взам. инв. №					
	Инв. № дубл.					
	Подп. и дата					
Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дата		



Плашечный превентор ППГ 230х35:

1 — гайка; 2 — вал; 3 — шток; 4, 14 — крышки; 5 — шпилька; 6, 11 — откидные крышки с гидроцилиндром; 7 — корпус превентора; 8 — распределительный коллектор; 9 — армированное уплотнение; 10, 29, 34, 35 — винты; 12 — цилиндр; 13, 17, 18, 22 — резиновые уплотнительные кольца; 15 — вилка; 16 — поршень; 19 — пробка; 20 — паропровод; 21 — маслопровод; 23 —сальниковое кольцо; 24, 26 — пальцы; 25 — ось; 27 — втулка; 28 — пробка; 30 — обратный клапан; 31 — уплотнение плашки; 32 — вкладыш; 33 — корпус плашки; 36 — пружинное кольцо; а, б — полости для уплотнительного смазочного материала

